



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TEMA:

**Diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el
campus de la UCSG.**

AUTOR:

Villamar Lam, Jerson Alberto

Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del título de
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

TUTOR:

M. Sc. Zamora Cedeño, Néstor Armando

Guayaquil, Ecuador

3 de marzo del 2022



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

CERTIFICACIÓN

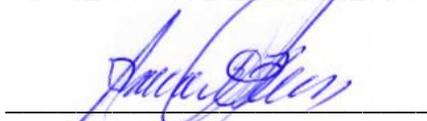
Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por el Sr.
Villamar Lam, Jerson Alberto como requerimiento para la obtención del
título de **INGENIERO EN ELECTRICIDAD**.

TUTOR



M. Sc. Zamora Cedeño, Néstor Armando

DIRECTOR DE CARRERA



M. Sc. Heras Sánchez, Miguel Armando

Guayaquil, a los 3 días del mes de marzo del año 2022



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Villamar Lam, Jerson Alberto**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Integración Curricular “**Diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG**” previo a la obtención del Título de **Ingeniero en Electricidad**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 3 días del mes de marzo del año 2022

EL AUTOR

VILLAMAR LAM, JERSON ALBERTO



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

AUTORIZACIÓN

Yo, **Villamar Lam, Jerson Alberto**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del Trabajo de Integración Curricular: **“Diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 3 días del mes de marzo del año 2022

EL AUTOR

VILLAMAR LAM, JERSON ALBERTO

REPORTE DE URKUND

URKUND

Documento	TIC-Villamar.docx (D128686702)
Presentado	2022-02-23 13:29 (-05:00)
Presentado por	Néstor Zamora (nestor.zamora@cu.ucsg.edu.ec)
Recibido	nestor.zamora.ucsg@analysis.orkund.com
Mensaje	Análisis urkund TIC-Villamar Mostrar el mensaje completo 1% de estas 41 páginas, se componen de texto presente en 2 fuentes.

URKUND interface navigation icons: PDF, zoom, quote, search, up, left, right.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TEMA: "Diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en EL CAMPUS DE la UCSG".

AUTOR: Villamar Lam, Jerson Alberto

Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del título de INGENIERO EN ELECTRICIDAD

TUTOR: M. Sc. Zamora Cedeño, Néstor Armando

Guayaquil, Ecuador

14 de febrero del 2022

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL

TUTOR

Néstor Zamora C.

M. Sc. Zamora Cedeño, Néstor Armando

DEDICATORIA

A mis padres, quienes con amor me inculcaron el esfuerzo y la perseverancia, por haber sido un pilar fundamental a lo largo de mi vida, y a todas las personas que me brindaron su apoyo e hicieron posible esto.

EL AUTOR

VILLAMAR LAM, JERSON ALBERTO

AGRADECIMIENTOS

Debo agradecer a Dios por permitirme llegar hasta este punto y darme la sabiduría necesaria para realizar este trabajo. A mi familia y a Kristell por darme su apoyo incondicional, hacerme sentir respaldado en todo momento y sobre todo escucharme. A mis amigos, compañeros y docentes por su ayuda y sugerencias durante todo este tiempo.

EL AUTOR

VILLAMAR LAM, JERSON ALBERTO



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

M. Sc. ROMERO PAZ, MANUEL DE JESUS
DECANO

f. _____

M. Sc. PALACIOS MELÉNDEZ, EDWIN FERNANDO
COORDINADOR DEL ÁREA

f. _____

M. Sc. HERAS SÁNCHEZ, MIGUEL ARMANDO
OPONENTE

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIV
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT	XVI
Capítulo 1: Descripción general del trabajo de titulación.....	2
1.1. Introducción.....	2
1.2. Antecedentes.	2
1.3. Definición del Problema.....	3
1.4. Justificación y alcance.....	3
1.5. Objetivos del Problema de Investigación.....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2. Objetivos Específicos.....	4
1.6. Hipótesis.	4
1.7. Metodología de Investigación.....	4
Capítulo 2: Fundamentación teórica	5
2.1. Energía solar fotovoltaica.	5
2.1.1. Fundamentos de la energía solar.	5
2.1.2. Paneles fotovoltaicos.....	9
2.1.2.1. Semiconductores extrínsecos.	9
2.1.2.2. Efecto fotovoltaico.	10
2.1.2.3. Conexión de paneles.	11
2.1.2.4. Sombreado en paneles fotovoltaico.	12
2.1.3. Tipos de paneles fotovoltaicos.....	13
2.1.4. Parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos.....	14
2.1.5. Inconvenientes de los paneles solares.	15

2.1.5.1. Punto de trabajo de los paneles fotovoltaicos.	15
2.1.5.2. El problema del punto caliente.	16
2.2. Sistemas fotovoltaicos.	19
2.2.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos.	20
2.2.2. Otros componentes de sistemas fotovoltaicos conectados a red.	21
2.2.2.1. Inversor para conexión a red.	21
2.2.2.1.1. Inversor autoconmutado.	21
2.2.2.1.2. Inversor conmutado por red.	22
2.2.2.1.3. Principio de operación del inversor.	22
2.2.2.1.4. Configuraciones de conexión.	24
2.2.2.1.5. Utilización del inversor como compensador reactivo.	25
2.2.2.2. MPPT.	26
2.2.2.3. Medidor bidireccional.	29
2.3. Generación distribuida.	29
2.3.1. Definición de generación distribuida.	29
2.3.2. Especificaciones y requerimientos para la conexión de la generación distribuida al área del sistema de potencia.	30
2.4. Marco normativo de la generación distribuida en Ecuador.	32
2.4.1. Características de una fuente distribuida para autoabastecimiento.	32
2.4.2. Dimensionamiento de la fuente distribuida.	33
2.4.3. Factibilidad de conexión.	33
2.4.4. Certificado de calificación.	34
2.4.5. Conexión y requisito técnicos.	35
2.4.6. Facturación y medición.	36
2.5. Software PVsyst.	37
Capítulo 3: Diseño y análisis de resultados	40

3.1.	Descripción del proyecto.	40
3.2.	Diseño del sistema solar fotovoltaico a través del software PVsyst. ..	41
3.2.1.	Ubicación geográfica y condiciones meteorológicas.	41
3.2.2.	Orientación e inclinación.	43
3.2.3.	Dimensionamiento.	45
3.2.3.1.	Dimensionamiento de paneles.	47
3.2.3.2.	Dimensionamiento del inversor.	50
3.2.4.	Sombreados.	53
3.2.5.	Sombreados cercanos.	53
3.2.6.	Sombreados lejanos.	56
3.3.	Resultados de simulación y análisis de resultados.	57
3.3.1.	Efecto en la facturación eléctrica.	62
3.3.2.	Efecto en las emisiones de C02 al ambiente.	66
3.4.	Diagrama unifilar y especificaciones de la instalación.	69
3.4.1.	Lado de AC BT.	70
3.4.2.	Lado de AC MT.	70
3.4.3.	Lado de DC.	71
3.4.4.	Sistema de puesta a tierra.	73
3.4.5.	Diagrama unifilar.	73
3.5.	Costo de inversión de los equipos.	75
	Capítulo 4: Conclusiones y recomendaciones	76
4.1.	Conclusiones.	76
4.2.	Recomendaciones.	77
	ANEXOS	78
	Bibliografía.	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo 2

Figura 2. 1: Radiación electromagnética del sol.....	5
Figura 2. 2: Componentes de la radiación solar.....	6
Figura 2. 3: Ángulo acimutal.	7
Figura 2. 4: Ángulo de incidencia.....	8
Figura 2. 5: Ángulo de declinación.....	8
Figura 2. 6: Semiconductores extrínsecos.....	10
Figura 2. 7: Efecto fotovoltaico.....	10
Figura 2. 8: Conexiones de paneles solares.	11
Figura 2. 9: Distancia mínima entre paneles.	12
Figura 2. 10: Tipos de paneles fotovoltaicos.....	14
Figura 2. 11: Curva característica de un panel fotovoltaico.....	14
Figura 2. 12: Variaciones en la curva característica del panel.	16
Figura 2. 13: Fenómeno del punto caliente.....	17
Figura 2. 14: Diodos de by-pass.	18
Figura 2. 15: Curva V-I de dos paneles en paralelo con diferentes V_{oc}	19
Figura 2. 16: Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	20
Figura 2. 17: Operación de un inversor monofásico.....	23
Figura 2. 18: Inversor trifásico.....	23
Figura 2. 19: Modos de operación de inversores trifásicos.	24
Figura 2. 20: Configuraciones de conexión de sistemas fotovoltaicos.	25
Figura 2. 21: Esquema de un STATCOM.	26
Figura 2. 22: Convertidor DC/DC reductor.....	27
Figura 2. 23: Convertidor DC/DC elevador.	28
Figura 2. 24: Convertidor DC/DC reductor-elevador.	28
Figura 2. 25: Pantalla principal de PVsyst.....	37
Figura 2. 26: Pantalla principal de un proyecto conectado a red.....	39

Capítulo 3

Figura 3. 1: Vista superior del edificio de parqueo.	40
Figura 3. 2: Ubicación geográfica del proyecto.	42
Figura 3. 3: Tipo de campo, orientación e inclinación de paneles.	45

Figura 3. 4: Selección de paneles e inversores.....	46
Figura 3. 5: Inversor ABB PVS800.....	46
Figura 3. 6: Panel monocristalino Longi Solar.....	47
Figura 3. 7: Especificaciones del fabricante del panel.....	47
Figura 3. 8: Dimensionamiento del voltaje del conjunto FV.....	49
Figura 3. 9: Cuadro de diseño del conjunto de PVsyst.....	50
Figura 3. 10: Especificaciones del inversor.....	51
Figura 3. 11: Curva de eficiencia del inversor.....	52
Figura 3. 12: Resumen global del sistema.....	52
Figura 3. 13: Parámetros para modelo de tabla fotovoltaica.....	53
Figura 3. 14: Construcción 3D del sistema fotovoltaico.....	54
Figura 3. 15: Tabla de factores de sombreado.....	55
Figura 3. 16: Sombreado cercano en diagrama de trayectoria solar.....	55
Figura 3. 17: Pérdidas por sombreado en los días de solsticio.....	56
Figura 3. 18: Sombreado lejano en diagrama de trayectoria solar.....	56
Figura 3. 19: Resumen del proyecto.....	57
Figura 3. 20: Características de los equipos y configuración del sistema.....	58
Figura 3. 21: Diagrama de pérdidas del sistema.....	59
Figura 3. 22: Gráfica de balance de carbono vs. tiempo.....	69
Figura 3. 23: Transformador encapsulado tipo seco.....	70
Figura 3. 24: Celdas de MT.....	71
Figura 3. 25: Combinador de cadenas de 1000 VDC.....	72
Figura 3. 26: Diagrama unifilar.....	74

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo 2

Tabla 2. 1: Clases de generación distribuida.	31
Tabla 2. 2: Categorías de fuentes distribuidas.	34
Tabla 2. 3: Vida útil de las fuentes distribuidas.	35

Capítulo 3

Tabla 3. 1: Consumos de la UCSG.	41
Tabla 3. 2: Datos de meteo de la ubicación.	43
Tabla 3. 3: Ángulo de inclinación óptimo según la latitud.	44
Tabla 3. 4: Balance y resultados principales.	60
Tabla 3. 5: Cargos tarifarios de energía eléctrica.	62
Tabla 3. 6: Balance de energía de 10 pm a 8 am.	62
Tabla 3. 7: Balance de energía de 8 am a 10 pm.	63
Tabla 3. 8: Producción en USD por año.	65
Tabla 3. 9: LCE del sistema fotovoltaico.	67
Tabla 3. 10: Balance de carbono.	68
Tabla 3. 11: Estimación de costos de equipos.	75

RESUMEN

Este trabajo de investigación aborda el diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG como alternativa para reducir la alta facturación eléctrica que presentan sus instalaciones, y a su vez, colaborar con el medio ambiente generando energía limpia para el autoabastecimiento de la universidad. Se recopiló información acerca del consumo eléctrico actual de las instalaciones mediante las planillas de servicio eléctrico y se tomó a consideración lo estipulado en el marco normativo de generación distribuida para autoabastecimiento vigente de la ARCERNNR. Para el diseño del sistema fotovoltaico se empleó la herramienta virtual PVsyst que es una herramienta virtual que permite simular diseños de sistemas fotovoltaicos ya sean para proyectos conectados a la red, aislados o para aplicaciones de bombeo. A través de los resultados de simulación arrojados por el software y su respectivo análisis se determinó el impacto positivo que deja el empleo de este generador en la facturación eléctrica de la UCSG y en las emisiones de CO₂ liberadas al ambiente.

**Palabras claves: ENERGÍA SOLAR, GENERACIÓN DISTRIBUIDA,
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

ABSTRACT

This research work addresses with the design of a photovoltaic system as a distributed source on the UCSG campus as an alternative to reduce the high electricity billing that its facilities have, and in turn, collaborate with the environment by generating clean energy for the self-sufficiency of University. Information about the current electricity consumption of the facilities was collected through the utility bills and the provisions of the current ARCERNNR distributed generation regulatory framework for self-supply were taken into consideration. For the design of the photovoltaic system, the virtual tool PVsyst was used, which is a virtual tool that allows simulating designs of photovoltaic systems for on-grid projects, off-grid or for pumping applications. Through the simulation results thrown by the software and its respective analysis, the positive impact that the use of this generator leaves on the electricity billing of the UCSG and on the CO₂ emissions released into the environment was determined.

**Key words: SOLAR ENERGY, DISTRIBUTED GENERATION,
PHOTOVOLTAIC SYSTEMS**

Capítulo 1: Descripción general del trabajo de titulación

1.1. Introducción.

La matriz energética del mundo está cambiando, la meta es alcanzar cero emisiones de gases de efecto invernadero en un futuro próximo. Una de las alternativas que facilita la consecución de este objetivo es el empleo de energías renovables como la solar fotovoltaica, que con los avances tecnológicos el empleo de este tipo de generación está siendo más accesible económicamente.

La energía fotovoltaica además de ser amigable con el medio ambiente, ya que no produce emisiones, ayuda a reducir costos por facturación eléctrica si se emplean en las instalaciones de los consumidores como alternativa a la energía que suministra la empresa distribuidora, ya sea con sistemas conectados a la red, sistemas aislados o asistidos.

1.2. Antecedentes.

El empleo de la energía solar fotovoltaica ha sufrido un crecimiento a nivel mundial, según la International Renewable Energy Agency (IRENA) solo entre 2010 y 2020 la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos creció casi dieciocho veces. Además, se prevé que entre 2020 y 2050 crezca doce veces más, donde el 60% será generación a gran escala en centrales solares y 40% de forma distribuida en instalaciones de los consumidores. (IRENA, 2019)

La implementación de sistemas generadores de energía renovables conectados a la red cerca de los consumidores es conocida como generación distribuida y es una tendencia en crecimiento a nivel mundial, y hasta hace unos años en Ecuador no había una normativa que la regulara.

En el 2021 la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), antiguamente el ARCONEL, emitió dos regulaciones sobre la generación distribuida. La primera hace énfasis a usuarios finales o consumidores regulados de energía eléctrica que usen la

generación distribuida para autoabastecimiento de energía eléctrica, y la segunda se refiere a empresas habilitadas para realizar la actividad de generación.

La conexión de este tipo de generación a la red implica un cambio en los sistemas eléctricos de potencia tradicionales donde la generación estaba exclusivamente centralizada en puntos alejados de los consumos, por ende, la energía se entregaba de forma unidireccional desde las centrales hasta llegar a los consumidores a través de los sistemas de transmisión y de distribución. Tanto los efectos causados, como los métodos de análisis y las respectivas adecuaciones para una correcta conexión de una fuente distribuida se analizan a profundidad en la normativa IEEE 1547.

1.3. Definición del Problema.

La demanda de energía eléctrica crece año a año en las instalaciones, ya sean residenciales, comerciales o industriales, debido al aumento de la carga instalada, esto es lo que ha venido aconteciendo en la UCSG a lo largo de los años con el crecimiento de su infraestructura. Recientemente, se agregó una nueva carga como lo es el edificio de posgrado, lo cual deriva en un incremento en la facturación eléctrica. El excesivo consumo de energía eléctrica producto del crecimiento de las cargas eléctricas afecta considerablemente la planilla eléctrica de la UCSG.

1.4. Justificación y alcance.

Es evidente la necesidad de usar fuentes renovables para la generación de energía eléctrica, como la solar fotovoltaica que es un tipo de energía de la cual se puede sacar provecho casi desde cualquier parte del mundo, por ende, hasta los consumidores finales son capaces de aprovecharla. Esta facilidad permite instalar sistemas fotovoltaicos en cualquier tipo de instalación con la superficie necesaria. De esta manera los usuarios finales pueden contribuir a la red pública con energía totalmente limpia y al mismo tiempo se benefician reduciendo la factura eléctrica.

La UCSG, como un usuario final grande, puede ser capaz de suplir una parte de la gran demanda eléctrica con la que cuentan a base de paneles solares fotovoltaicos y disminuir un porcentaje de los altos costos por facturación eléctrica que poseen.

1.5. Objetivos del Problema de Investigación.

1.3.1 Objetivo General.

Diseñar un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG.

1.3.2. Objetivos Específicos.

- Conocer el marco normativo de la generación distribuida en el Ecuador regulada por la ARCENNR.
- Diseñar el sistema fotovoltaico con el software PVsyst.
- Analizar los resultados de la simulación del diseño realizado.

1.6. Hipótesis.

La implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red permite a la UCSG ahorrar miles de dólares al año en facturación eléctrica, además de evitar que se emitan al ambiente toneladas de CO₂ que se producirían al generar la misma energía eléctrica, pero con combustibles fósiles.

1.7. Metodología de Investigación.

El tipo de investigación es descriptiva y experimental ya que se caracteriza el proceso de diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red y se analizan los efectos que este tiene en la facturación eléctrica y en el medio ambiente a través de los resultados de simulación de un software.

La metodología es analítica sintética debido a que en el marco teórico se analiza individualmente los diferentes tópicos de interés necesarios para el diseño y conexión a la red de una fuente distribuida, y finalmente, en la parte de desarrollo se implementan las consideraciones previamente analizadas con el fin de cumplir con los objetivos planteados.

Capítulo 2: Fundamentación teórica

2.1. Energía solar fotovoltaica.

En esta sección del capítulo se detallan algunos principios teóricos importantes de la energía solar fotovoltaica que facilitan la comprensión de este trabajo de investigación.

2.1.1. Fundamentos de la energía solar.

El sol es una fuente inagotable de energía que la humanidad ha utilizado desde tiempos inmemorables para desarrollar sus actividades cotidianas. Este tipo de energía se transmite en forma de radiación electromagnética, la cual se presenta en forma de radiación infrarroja, ultravioleta o luz visible. En la figura 2.1 se muestra los tipos de radiación electromagnética del sol.

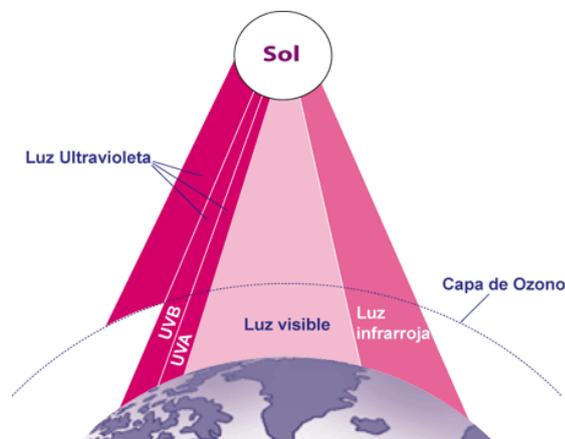


Figura 2. 1: Radiación electromagnética del sol.

Fuente: (CIENTEC, 2006)

De la gran energía liberada por el sol emitida al vacío solo una pequeña parte llega hasta la Tierra. Asimismo, el 16% de esta es absorbida por la atmósfera y el 22.5% por el suelo. Además, el suelo refleja un 4% de esta radiación hacia el espacio y la atmósfera el 17.5%, de la cual el suelo absorbe el 10.5% y el 7% vuelve al espacio. La mayor parte de la radiación que representa el 24% es reflejada al espacio por las nubes, un 14.5% llega al suelo después de refractarse en las nubes y un 1.5% es absorbida por estas. (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

Como resultado de todo este proceso de reflexión, refracción y absorción de la radiación electromagnética se obtiene que un 47% de la radiación llega al suelo ya sea como radiación difusa, directa o reflejada.

La directa es la que llega sin ser refractada o reflejada por ningún medio, la reflejada es la que procede de la reflexión de algún otro medio, como por ejemplo la radiación que vuelve al espacio después de reflejarse en las nubes, y la difusa o albedo es la que procede de la refracción cuando esta cambia de un medio a otro cambiando así su ángulo de incidencia, por ejemplo, cuando la radiación traspasa las nubes hasta llegar al suelo. En la figura 2.2 se muestran los componentes de la radiación que llegan a los paneles solares.

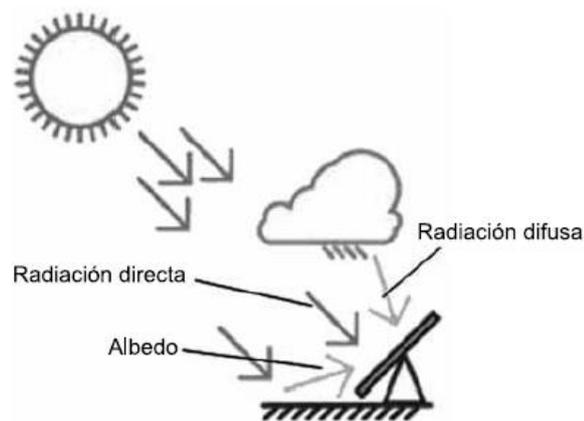


Figura 2. 2: Componentes de la radiación solar.
Fuente: (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

La radiación solar que llega no es uniforme en todo el planeta, sino que existen unos factores que van a influir en ella como las condiciones climatológicas, época del año, la latitud del lugar, la orientación de la superficie receptora, entre otras. (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

Para comparar o medir la radiación solar existen dos términos que son: la irradiancia y la irradiación solar. La irradiancia es la potencia que incide en una unidad de superficie y se expresa en kW/m^2 . La irradiación se define como la energía que incide en una unidad de superficie durante un determinado tiempo y se expresa en kWh/m^2 . (Tobajas, 2018)

Además, existen dos unidades de medida que son muy útiles al momento de diseñar sistemas fotovoltaicos porque nos permite relacionar la incidencia de la radiación solar en los paneles y la capacidad de estos, las unidades son la hora solar pico (HSP) y el vatio pico (Wp).

La hora solar pico es la cantidad de horas de sol que incide sobre la superficie del panel a una radiación de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Vatio pico es la unidad en la que se expresa la potencia del panel y se define como la potencia que es capaz de entregar el panel a una irradiación solar de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ a una temperatura de 25°C . (Tobajas, 2018)

Otros factores importantes que influyen en el desempeño de un sistema fotovoltaico es la orientación y la inclinación, de esto depende que los paneles solares capturen la mayor cantidad de radiación solar posible aumentando la eficiencia del sistema. Entre los términos que podemos relacionar la orientación y la inclinación son: ángulo acimutal o acimut (α), ángulo de incidencia (φ), declinación (δ) y el ángulo de inclinación del panel (β).

- Acimut: Es el ángulo que se forma entre la componente horizontal de la recta sol-Tierra con respecto a la recta Norte-Sur. En la figura 2.3 se muestra gráficamente un ángulo acimutal α con respecto al sur.

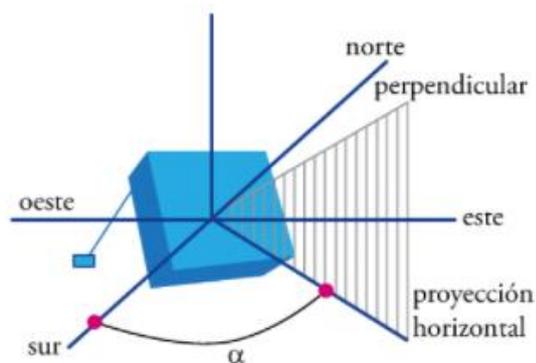


Figura 2. 3: Ángulo acimutal.
Fuente: (Tobajas, 2018)

- Ángulo de inclinación: Ángulo que se forma entre la superficie horizontal y el panel.

- **Ángulo de incidencia:** Es el ángulo formado por la radiación, es decir, la recta sol-panel, y la línea normal al panel que es perpendicular a su superficie. En la figura 2.4 se muestra gráficamente el ángulo de incidencia de la radiación en un panel.

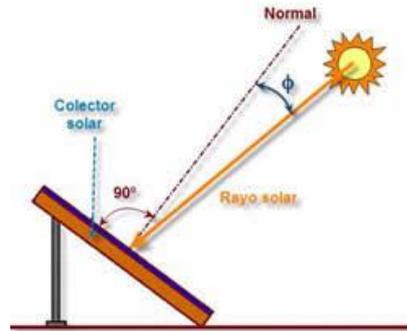


Figura 2. 4: Ángulo de incidencia.

Fuente: (BIRT LH, 2020)

- **Ángulo de declinación:** Es el ángulo que forman la recta sol-Tierra y el plano del ecuador. Este ángulo cambia según el día del año y se puede calcular mediante la siguiente ecuación.

$$\delta(^{\circ}) = 23.45 * \sin\left(360 * \frac{284 + n}{365}\right)$$

Donde n es el número de día del año y siendo -23.45 el ángulo de declinación en el cual el sol alcanza su punto máximo durante el solsticio de verano para el hemisferio sur y 23.45 para el solsticio de invierno como se muestra en la figura 2.5.

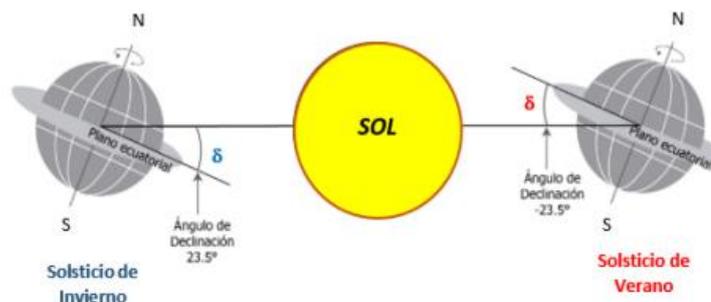


Figura 2. 5: Ángulo de declinación.

Fuente: (Ross, Rossati, & Soto, 2019)

2.1.2. Paneles fotovoltaicos.

En esta sección se detalla información relevante acerca los paneles fotovoltaicos como su principio de operación, los tipos de paneles, sus conexiones, sus parámetros eléctricos y el sombreado en ellos.

2.1.2.1. Semiconductores extrínsecos.

La energía del sol puede ser transformada en energía eléctrica a partir del principio fotovoltaico que usan los paneles solares. Estos están compuestos de semiconductores, entre los más usados están el germanio (Ge), el silicio (Si) y el arseniuro de galio (GaAs); que naturalmente no son ni buenos conductores ni buenos aislantes. Sin embargo, luego de un proceso llamado dopado, que consiste en añadir impurezas a estos semiconductores en estado puro, es posible modificar las propiedades eléctricas de todo el material. Como resultado del dopado se obtienen los semiconductores extrínsecos de los que hay dos tipos: material tipo n y tipo p.

El material tipo n se forma al introducir impurezas con 5 electrones de valencia, el silicio puro al estar formado por 4 enlaces covalentes va a sobrar un electrón por cada impureza que se agregue en el proceso de dopado. De esta forma el material tipo n se caracteriza por ser un semiconductor dopado de manera que tenga electrones libres en su estructura molecular. Sin embargo, sigue siendo un material eléctricamente neutro ya que sus átomos tienen el mismo número de protones como electrones. (Boylestad & Nashelsky, 2009)

Por otro lado, en el material tipo p se introducen impurezas con 3 electrones de valencia, por ende, por cada impureza agregada faltará un electrón en uno de los enlaces covalentes del silicio. A este electrón faltante se le conoce como vacío o hueco que con facilidad aceptará un electrón libre. El material al igual que el tipo n se mantiene eléctricamente neutro. En la figura 2.6 se muestra el material tipo n a la izquierda y el tipo p a la derecha.

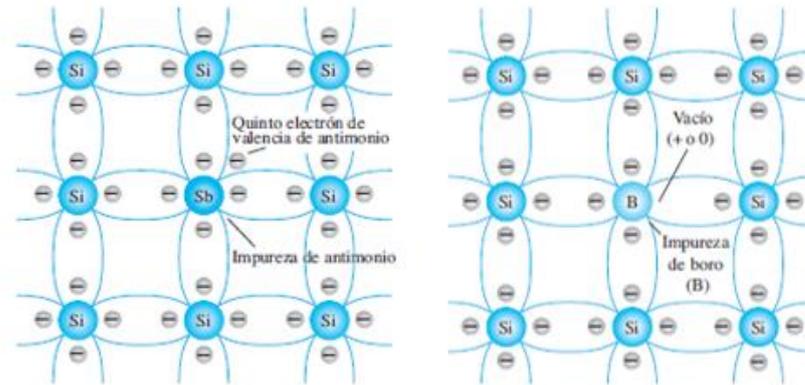


Figura 2. 6: Semiconductores extrínsecos.
Fuente: (Boylestad & Nashelsky, 2009)

2.1.2.2. Efecto fotovoltaico.

Luego del proceso de dopado al que se someten estos semiconductores es posible que conduzcan electricidad, siempre y cuando un electrón adquiera suficiente energía como para romper su enlace covalente y llenar el hueco dejado por otro electrón generando un flujo de huecos o electrones.

Un panel solar, como se mencionó anteriormente, está compuesto de semiconductores, para ser específico, la parte superior consta de un material tipo n y la inferior de un material tipo p como se muestra en la figura 2.7. En este caso son los fotones los encargados de comunicar la energía necesaria para que se produzca un flujo de electrones en el material semiconductor, este proceso se conoce como efecto fotovoltaico.

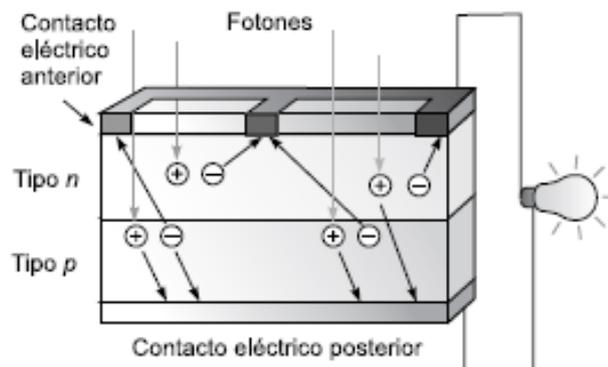


Figura 2. 7: Efecto fotovoltaico.
Fuente: (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

2.1.2.3. Conexión de paneles.

Un sistema fotovoltaico está compuesto por varios paneles, aunque también se pueden encontrar situaciones en las que se usan un solo panel como en el caso de las luminarias. Para realizar el conexionado de varios paneles se tiene tres posibilidades: en serie, en paralelo o mixta como se muestra en la figura 2.8.

En una conexión en serie los paneles se encuentran interconectados de manera que el positivo de un panel se conecte al negativo del siguiente. Las terminales de una conexión en serie son el positivo del primero y el negativo del último. El voltaje entre las terminales es la suma de los voltajes individuales de cada panel y la corriente que circula por esta conexión es la misma en cada panel.

La conexión en paralelo consiste en unir las terminales positivas de todos los paneles que se vayan a conectar y lo mismo con sus terminales negativas. Las terminales de salida de esta conexión pueden ser la de cualquier panel, sin embargo, hay que tomar en cuenta que la corriente resultante es la suma de las corrientes individuales de cada uno de ellos.

La conexión mixta es la combinación de las conexiones en serie y en paralelo, pero se debe tener en cuenta que las cadenas se compongan del mismo número de paneles en serie y estén conectados de la misma forma. Es usada en sistemas fotovoltaicos medianos y grandes donde se requieren corriente y/o voltajes mayores a los nominales de un solo panel. (Tobajas, 2018)

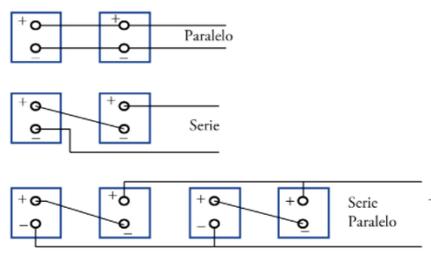


Figura 2. 8: Conexiones de paneles solares.
Fuente: (Tobajas, 2018)

2.1.2.4. Sombreado en paneles fotovoltaico.

Uno de los factores que inciden en el rendimiento de sistemas es el sombreado que se produce sobre ellos, ya sean que las sombras sean generadas por otra fila de paneles o por objetos adyacentes a la instalación como árboles, edificaciones, etc.

En el caso de la distancia mínima entre filas de paneles fotovoltaicos se calcula usando trigonometría básica y tomando como referencia el día más desfavorable en cuanto a irradiancia, este ocurre en el solsticio de invierno, el 21 de junio. En este día el sol ocupa su lugar más bajo posible en el cielo, debido al ángulo de declinación, que es el ángulo que forma el sol con respecto al plano de la línea ecuatorial, el cual es 23.5° como se muestra en la figura 2.5. (Tobajas, 2018)

La distancia mínima corresponde al inicio de la primera fila hasta el inicio de la fila siguiente de paneles, y representa la suma de L y C como se muestra en la figura 2.9. La distancia B es la medida de largo del panel o ancho dependiendo de cómo se posicionen. A, C, L y H se calculan usando funciones trigonométricas o con el teorema de Pitágoras según los datos que se disponga. El ángulo β corresponde al ángulo de inclinación del módulo y el ángulo α depende de la declinación solar y la latitud geográfica de la instalación, se calcula como:

$$\alpha_{min} = 90^\circ - \text{latitud} - \text{declinación solar}$$

$$\text{distancia mínima} = B * \cos \beta + \frac{B * \sin \beta}{\tan \alpha_{min}}$$

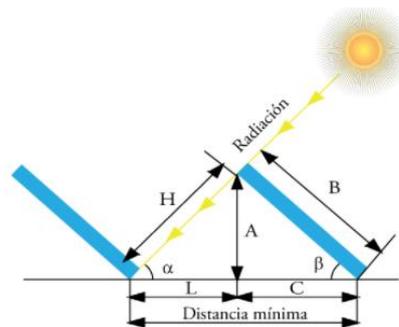


Figura 2. 9: Distancia mínima entre paneles.
Fuente: (Tobajas, 2018)

2.1.3. Tipos de paneles fotovoltaicos.

Existen diferentes tipos de paneles solares en el mercado, pero los más utilizados son los de silicio monocristalino y policristalino. Estos están hechos de una estructura cristalina y sus diferencias radican en el proceso de fabricación. Los monocristalinos tienen una eficiencia de entre 17 y 20%, es el panel más eficiente por lo que es útil al momento de producir más energía en menor superficie. Además, tienen mayores tolerancias a la radiación difusa y mayores periodos de vida útil. Se distinguen fácilmente por la uniformidad en su aspecto y son costosos por las prestaciones que ofrece.

Los policristalinos tienen una eficiencia del 13 al 15%, utilizan un proceso de fabricación más sencillos con la finalidad de abaratar costos de producción, por lo que son menos costosos que los monocristalinos en el mercado. Se distinguen por tener un patrón aleatorio de cristalización y no uno uniforme como los monocristalinos.

También hay en el mercado los de silicio amorfo, están hechos de una película fina de silicio, por ende, usan menos materia prima. Requieren de mucha más superficie para producir lo mismo que un panel cristalino. Su eficiencia es de alrededor de 10%, son baratos, pero así mismo su eficiencia va decayendo con el pasar de los años.

Además, también existen otras tecnologías como el thin film, o lámina delgada, que ofrecen un precio por vatio más bajo. Son películas finas, flexibles y ligeras lo que las hace idóneas para proyectos en tejados o integrados en fachadas. Estas películas pueden ser de silicio amorfo o policristalino, seleniuro de cobre e indio, telurio de cadmio o arseniuro galio. El grosor de la lámina depende del coeficiente de absorción del material. (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

En la figura 2.10 se muestran imágenes de paneles fotovoltaicos policristalinos, monocristalinos y de película delgada.



Figura 2. 10: Tipos de paneles fotovoltaicos.
Fuente: (Chicago Digital Power, 2017)

2.1.4. Parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos.

Todo panel solar viene de fábrica con su curva característica I – V como se muestra en la figura 2.11, esta da información sobre el desempeño del panel bajo condiciones de prueba estándar (STC), es decir, a una irradiancia de 1000 W/m^2 , a una distribución espectral de la radiación solar de 1.5 y a una temperatura del panel de 25°C . Además, los datos técnicos que brinda la curva son importantes al momento de diseñar el sistema y dimensionar sus distintos componentes.

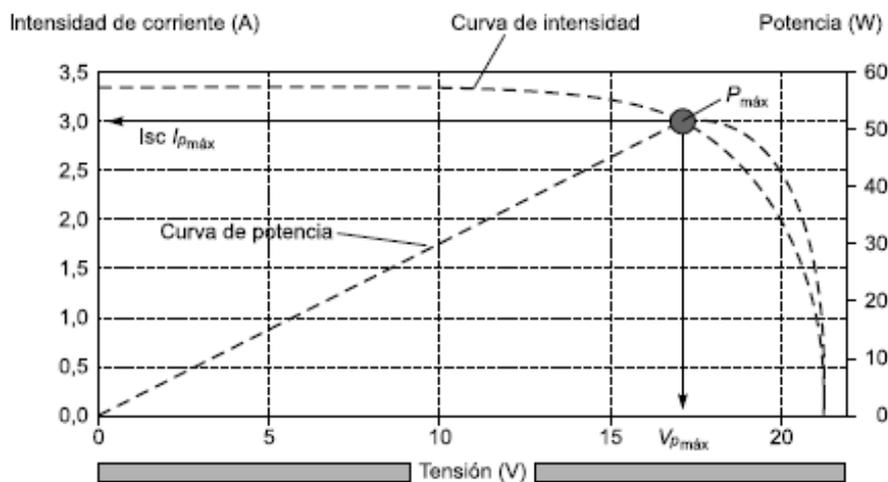


Figura 2. 11: Curva característica de un panel fotovoltaico.
Fuente: (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Es la corriente máxima que puede entregar el panel y se obtiene cuando la tensión en sus terminales es cero voltios.

- **Tensión de circuito abierto (Voc):** Es la tensión máxima que puede dar el panel y se presenta cuando la corriente es cero.
- **Potencia máxima (Pmax):** Es la máxima potencia que puede generar el panel y es igual al producto del voltaje máximo por la corriente máxima.

$$c = V_{oc} * I_{sc}$$

- **Factor de forma (Ff):** Es una medida adimensional que relaciona la potencia máxima con el producto del voltaje de circuito abierto por la corriente de cortocircuito. Es otro término que nos dice el rendimiento de un panel, mientras más se acerque a la unidad mejor será el panel.

$$F_F = \frac{P_{max}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

- **Eficiencia (η):** Define el desempeño en porcentaje del panel. Representa la relación entre la potencia que se obtiene del panel y la potencia de la energía solar que incide sobre él, siendo esta última el producto del área por la irradiancia en condiciones estándar.

$$\eta = \frac{V_{oc} * I_{sc} * F_F}{A * P_{sol}}$$

2.1.5. Inconvenientes de los paneles solares.

En esta sección se explican algunos inconvenientes que tienen los paneles fotovoltaicos en su operación como la variabilidad del punto de trabajo y el problema del punto caliente.

2.1.5.1. Punto de trabajo de los paneles fotovoltaicos.

Teniendo en cuenta la curva característica de los paneles fotovoltaicos de la figura 2.11; y que la carga, la irradiancia y la temperatura varían constantemente durante todo el día se sabe que el punto de operación del panel será distinto al punto de máxima potencia durante la mayor parte del tiempo lo que disminuye la eficiencia en la transferencia de potencia del panel. En la parte superior de la figura 2.12 se muestra la curva cuando la carga es constante y hay variación en la irradiancia. El parte inferior se muestra la curva cuando la irradiancia es constante y la carga varía.

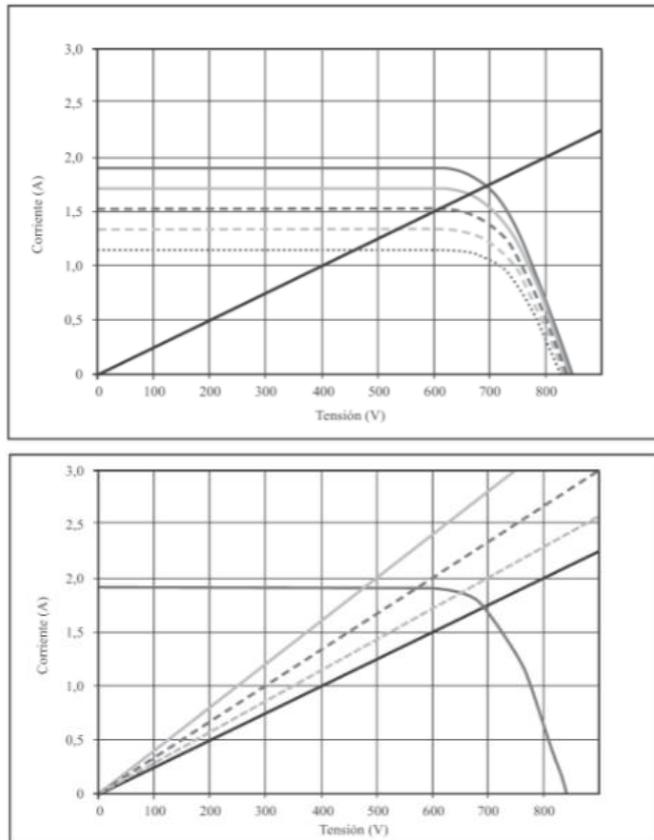


Figura 2. 12: Variaciones en la curva característica del panel.
Fuente: (Bayod, 2009)

La solución a este problema se obtiene conectando circuitos intermediarios que usan electrónica de potencia encargados de seguir el punto de máxima potencia del panel para condiciones de irradiancia y temperatura en ese instante. Se basan en convertidores DC-DC capaces de controlar la corriente que se extrae del panel, como también el voltaje que este genera, y así hacerlo trabajar en el punto de máxima de potencia.

2.1.5.2. El problema del punto caliente.

Idealmente se toma en cuenta que todos los paneles de un sistema fotovoltaico trabajan de igual manera generando la misma potencia, sin embargo, en la realidad no es así, hay diversos factores que influyen para que no todos los paneles del sistema generen igual, estos pueden llegar a ser por cuestiones propias de la fabricación o por las diferentes condiciones de operación a las que se someten causadas por un sombreado parcial de una nube o por la suciedad que se apoya más sobre unas que sobre otras.

Esto repercute en efectos negativos para el sistema como generar pérdidas por desacoplo, es decir, que la potencia máxima que puede entregar el sistema es menor a la suma de las potencias medidas individualmente de los paneles. Además, cuando hay paneles sometidos a diferentes niveles de irradiancia se puede dar el caso de que el panel sobre el que incide menos irradiancia se comporte como una carga y empiece a disipar energía generada por otros paneles. Al ocurrir esto el panel puede llegar a sobrecalentarse al punto de conseguir la ruptura térmica, este fenómeno se conoce como punto caliente. (Bayod, 2009)

Una manera de ejemplificar este fenómeno es suponer el caso límite de dos paneles en serie en cortocircuito como se muestra en la figura 2.13. Al estar sometidos a diferentes niveles de irradiancia la curva $V - I$ no es la misma para ambos paneles, la corriente que circula por ellos si es la misma, sin embargo, la tensión no. Al estar en cortocircuito en el lado de la carga, la segunda ley de Kirchhoff establece que $V_i + V_s = V_R = 0$, por lo tanto, $V_i = -V_s$, esto quiere decir que el panel que recibe menos irradiancia se polariza de manera inversa abriendo paso al fenómeno del punto caliente.

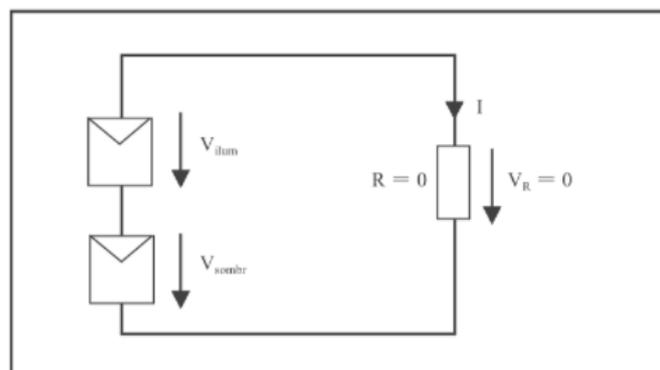


Figura 2. 13: Fenómeno del punto caliente.
Fuente: (Bayod, 2009)

Este fenómeno vuelve más grande al tener varios paneles en serie donde el voltaje del panel se expresa como $V_S = V_R - \sum V_I$, considerando una resistencia no nula se pueden presentar tres casos. Para diferentes valores de R el voltaje del panel sombreado puede valer cero donde no genera ni disipa potencia, el voltaje también puede ser mayor a cero donde genera potencia, pero menor en comparación con los paneles iluminados y puede

llegar a medir menor a cero, es decir, se polariza de manera inversa, donde el panel se convierte en una carga disipando la energía generada por otros paneles lo que hace que adquiera mayor temperatura pudiendo llegar a averiarse de forma irreversible.

Aparte de la ruptura térmica también se puede dar el caso de ruptura por tensión inversa. Cuando un panel está totalmente tapado, es decir, no recibe radiación, este se comporta como un diodo polarizado inversamente por lo que no circula corriente, y la tensión que soporta el panel totalmente cubierto es igual a la suma de todos los voltajes de circuito abierto de los demás paneles conectados en serie. Hay que tener cuidado ya que al igual que los diodos, los paneles tiene un voltaje de ruptura cuando se polarizan inversamente, y si este voltaje se supera el daño es inmediato a diferencia de la ruptura térmica que depende de la duración y la intensidad. (Bayod, 2009)

Para evitar los daños de los paneles y una mala operación de los sistemas fotovoltaicos se usan diodos de paso o by-pass que son diodos que se conectan en antiparalelo, como se observa en la figura 2.14, para permitir otro camino a la corriente cuando el panel presente fallos o cuando se polarice inversamente. Bayod (2009) afirma que la implementación de estos diodos es siempre necesario para tensiones mayores a 24 voltios.

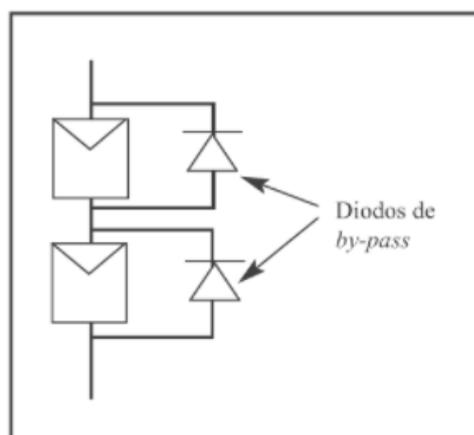


Figura 2. 14: Diodos de by-pass.
Fuente: (Bayod, 2009)

Los paneles son un conjunto de células conectadas entre sí. Normalmente, hay paneles de 36 células y otros de 72. Los de 36 vienen todos conectados en serie y los de 72 también pueden conectarse todos en serie o hacer 36 conjuntos en serie de 2 células en paralelo. Estos diodos de paso suelen usarse dos o tres por panel, ya que usar uno para cada célula del panel resultaría excesivamente costoso.

Otro caso de punto caliente se puede dar cuando paneles en paralelo tienen diferentes voltajes de circuito abierto como se muestra en la figura 2.15. Para tensiones de trabajo entre las tensiones de circuito abierto de ambos paneles, el panel con menor tensión de circuito abierto se comportará como una carga formando el punto caliente. Aunque es poco probable que esto suceda, para evitarlo se usan diodos de bloqueo que se conectan en serie a cada rama en paralelo. Según Bayod (2009) estos diodos no son necesarios para sistemas con voltajes menores a 120 voltios.

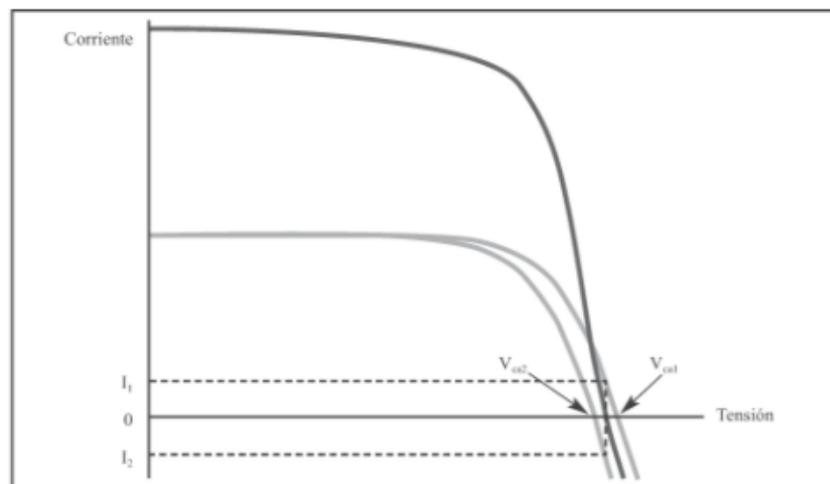


Figura 2. 15: Curva V-I de dos paneles en paralelo con diferentes V_{oc} .
Fuente: (Bayod, 2009)

Otra aplicación de los diodos de bloqueo es en sistemas conectados a baterías. Durante la noche el voltaje del sistema fotovoltaico puede ser menor al del banco de batería lo que proporcionaría una vía de descarga de energía.

2.2. Sistemas fotovoltaicos.

En esta sección se trata acerca de los tipos de sistemas fotovoltaicos y los principales componentes que conforman un sistema conectado a red.

2.2.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos.

El sistema fotovoltaico comprende a todo el conjunto de elementos necesarios para generar electricidad a través de la energía solar y transformarla de acorde a la necesidad del usuario. Hay de diversos tipos de sistemas fotovoltaicos, pero mayormente se distinguen tres grupos: sistemas fotovoltaicos autónomos, conectados a la red y los asistidos por alguna otra fuente de energía.

Estos tres grupos se diferencia principalmente en la forma de operar, los sistemas conectados a la red son básicamente inversores funcionando en paralelo a la red pública que pueden alimentar cargas locales de la instalación o inclusive también pueden aportar con energía a la red. En la figura 2.16 se muestra un esquema básico de un sistema conectado a red. Este tipo de sistema debe cumplir con ciertos requisitos técnicos que impone el dueño de la red a conectarse con la finalidad de que el generador no altere la operación normal de la red.

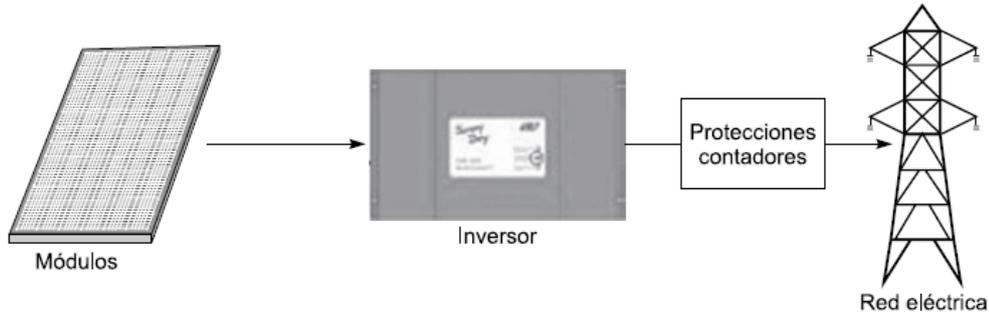


Figura 2. 16: Sistema fotovoltaico conectado a la red.
Fuente: (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

Los sistemas autónomos son instalaciones aisladas donde no es posible conectarse con la red pública. Estos sistemas requieren de bancos de baterías con sus respectivos reguladores de carga para permitir que el sistema siga operando inclusive cuando no esté presente la radiación solar. Requieren de un estudio de carga previo para el dimensionamiento.

También existen instalaciones asistidas donde se requieren de dos o más fuentes de energía, la primera es el sistema fotovoltaico y la otra puede

ser la red pública o algún generador presente en la instalación. Estas fuentes trabajan sin conectarse en paralelo por lo que se requiere de un sistema que haga el intercambio de carga como un tablero de transferencia automática. (Carta, Calero, Colmenar, & Castro, 2009)

2.2.2. Otros componentes de sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Los componentes varían un poco de acuerdo con la aplicación del sistema. En un sistema fotovoltaico conectado a la red los componentes que principalmente se distinguen son los paneles, el inversor, el medidor bidireccional y sus respectivas protecciones.

2.2.2.1. Inversor para conexión a red.

Es un dispositivo electrónico de potencia encargado de transformar la corriente directa generada por los paneles solares a corriente alterna para que pueda ser inyectada a la red o utilizada por consumos auxiliares en el caso de una central fotovoltaica. La potencia se dimensiona de acuerdo con la producción estimada por los generadores de esta forma el inversor es el que marca la máxima tensión admisible de la instalación.

Los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas se pueden agrupar en dos categorías: los autoconmutados y los conmutados por la red.

2.2.2.1.1. Inversor autoconmutado.

Los autoconmutados pueden funcionar como una fuente de tensión o como de corriente mientras que los conmutados por la red solo como fuente de corriente, por ello los autoconmutados se pueden usar en sistemas aislados como también en conectados a la red y los conmutados por la red únicamente en aplicaciones conectadas a la red. Presentan ventajas como que no necesitan de grandes sistemas de filtrado ya que su onda es claramente sinusoidal y su distorsión armónica se debe al control PWM de alta frecuencia usada en la conmutación, pueden generar ondas de corriente y voltaje en fase y compensar potencia reactiva adelantando o retrasando la corriente con respecto a la tensión. (Ormaechea, 2012)

2.2.2.1.2. Inversor conmutado por red.

Los inversores conmutados por red basados en el uso de tiristores requieren de la presencia de la señal de voltaje de la red para realizar el disparo a conducción de estos semiconductores, es por esto que no se necesita un equipo de sincronización como en otras plantas de generación. Las desventajas de estos inversores son que suelen operar con corrientes retrasadas a la tensión debido al inherente retraso que se produce en la conmutación de los tiristores, por lo que se necesita de compensación de potencia reactiva y además posee un alto nivel de distorsión armónica. Por otro lado, presentan algunas ventajas como su fiabilidad, sencillez, son más baratos que los autoconmutados y su distorsión armónica puede ser reducida con sistemas de filtrado. Estos inversores están siendo reemplazados por autoconmutables basados en IGBT'S o MOSFET con un control PWM. (Aguilar, 2014)

2.2.2.1.3. Principio de operación del inversor.

La configuración de conexión de un inversor monofásico consta de dos ramas en las cuales se conectan cuatro dispositivos conmutadores a base de semiconductores, ya sean tiristores o transistores, además de 4 diodos en antiparalelo para que se pueda conducir la energía reactiva de vuelta a la fuente en caso de que se requiera y la carga se conecta a los puntos X y Y de la figura 2.17.

Suponiendo un que se conecta una carga LC al puente inversor monofásico, se presentarán cuatros instantes de operación. En el instante t1 los tiristores T1 y T4 se disparan permitiendo conducir corriente a través de la carga. En el instante t2, la carga al ser del tipo LC devolverá energía reactiva a la fuente a través de los diodos en antiparalelo D2 y D3. En el instante t3 similar al instante t1 se conducirá corriente a la carga, esta vez en el otro sentido creando una corriente alterna, a través de los tiristores T3 y T2. Asimismo, en el cuarto instante la energía reactiva producida por la carga volverá a la fuente a través de los diodos D1 y D4. (Aguilar, 2014)

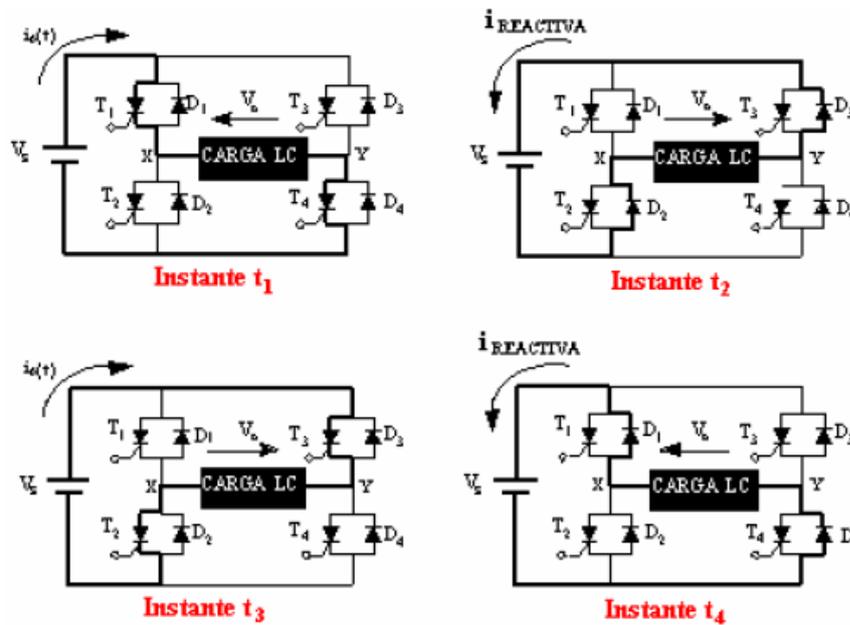


Figura 2. 17: Operación de un inversor monofásico.
Fuente: (Aguilar, 2014)

Por otro lado, también tenemos a los inversores trifásicos que son para cargas de mayor potencia. Básicamente pueden ser tres inversores monofásicos en paralelo trabajando 120 grados desfasados, o bien un puente como el de la figura 2.18, similar al monofásico, pero con un mayor número de interruptores.

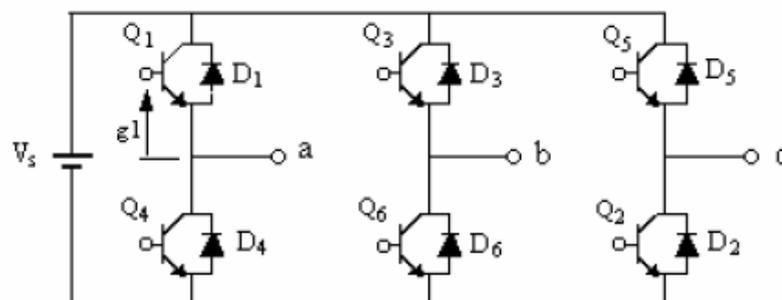


Figura 2. 18: Inversor trifásico.
Fuente: (Aguilar, 2014)

Para los inversores trifásicos, que son los utilizados en sistemas fotovoltaicos de mayor capacidad, se presentan dos tipos de conducción a 120° y a 180°.

En la primera los interruptores semiconductores conducen a 120° y lo hacen dos al mismo tiempo. Suponiendo que la carga está conectada en estrella, existen tres modos de operación por semiciclo. En el segundo tipo los interruptores conducen a 180° y lo hacen tres al mismo tiempo. Los tres modos de operación de cada tipo se pueden observar en la figura 2.19, el lado izquierdo corresponde a la conducción a 120° y el derecho a 180° .

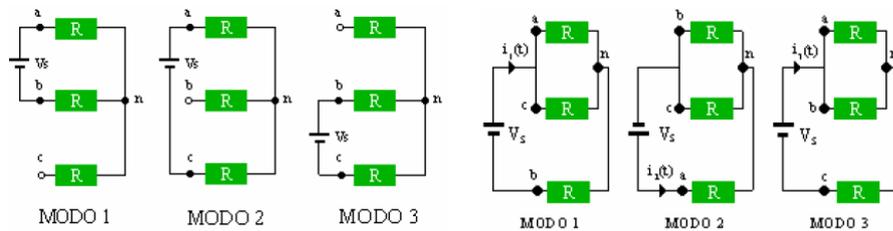


Figura 2. 19: Modos de operación de inversores trifásicos.

Fuente: (Aguilar, 2014)

2.2.2.1.4. Configuraciones de conexión.

Existen 4 configuraciones de conexión de inversores con paneles solares que depende estrictamente del número de paneles que se le conecten, y estas son: inversores de central, de cadena, multicadena y por módulo.

La configuración de central consiste en conectar todas las cadenas de paneles al inversor y este puede operar como único convertidor DC/AC. Permite la conversión de grandes potencias a bajo costo, sin embargo, esta configuración es de baja confiabilidad ya que si el inversor requiere de mantenimiento el sistema deja de generar. Además, es necesario el empleo de diodos de bloqueo en caso de que se presenten corrientes inversas hacia los paneles.

Los inversores de cadenas consisten en paneles solares conectados en serie entre sí y en paralelo al inversor. Esta configuración hace que el sistema funcione con un mayor rendimiento que con un inversor de central, ya que el seguidor de potencia trabaja con menos paneles y es mucho más probable encontrar uniformidad en las condiciones de trabajo con pocos paneles que con muchos. Asimismo, hay los inversores multicadena en las

que agrupan varias ramas para cada inversor, siendo la opción intermedia de los inversores de configuración de central y de cadena. En la figura 2.20 se grafican las configuraciones de conexión central, inversor de cadena, multicadena e inversor por módulo de izquierda a derecha.

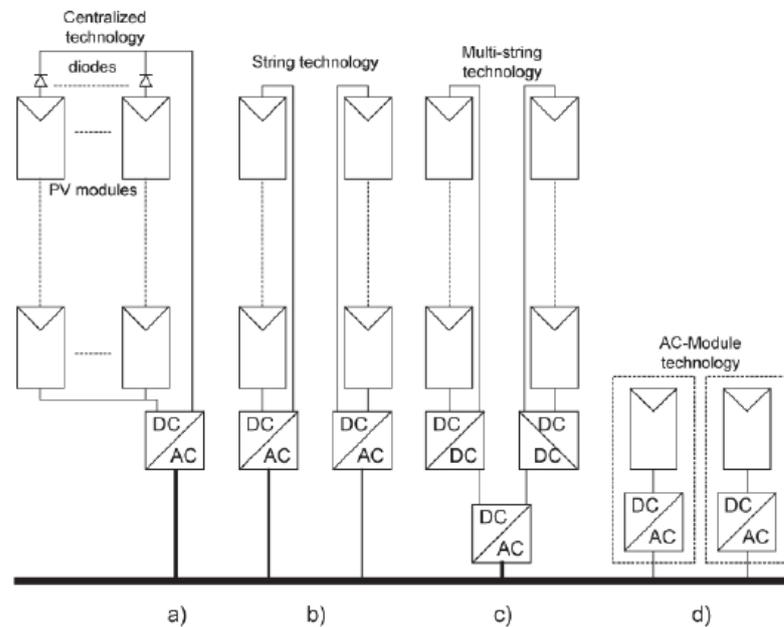


Figura 2. 20: Configuraciones de conexión de sistemas fotovoltaicos.
Fuente: (Aguilar, 2014)

Finalmente, la configuración por módulo consiste en que a cada panel le corresponde un inversor, obviamente de baja potencia dimensionada para la potencia que puede generar el panel. Al realizarse la conversión en el mismo módulo, ya que el inversor se ubica en la caja de conexiones del panel, toda la instalación va a ser en corriente alterna. (Aguilar, 2014)

2.2.2.1.5. Utilización del inversor como compensador reactivo.

Los inversores modernos que operan como fuentes de voltaje tienen la capacidad de producir o consumir potencia reactiva de la red. En base a esto pueden trabajar de tres modos.

El primer modo es como generador con factor de potencia unitario cuando hay producción de energía en el sistema fotovoltaico. El segundo es como un compensador reactivo cuando su producción de potencia activa es cero, por ejemplo, en las noches. Y el último modo corresponde a la unión de

los dos cuando el sistema fotovoltaico genera cierta cantidad de potencia y la capacidad restante del inversor se usa para compensación reactiva. (Durgarao, Srinivas, & Nagendra, 2020)

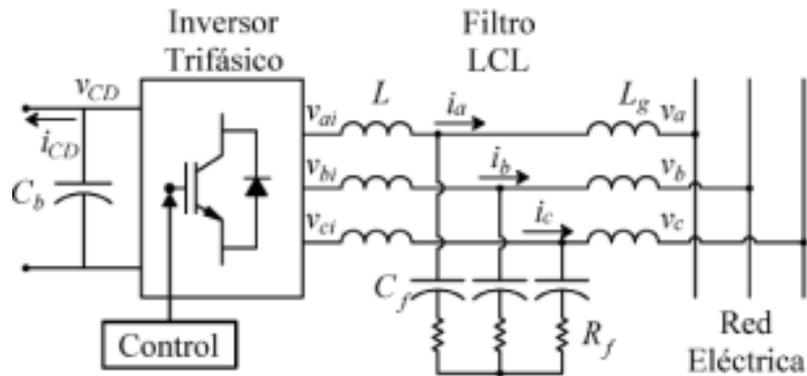


Figura 2. 21: Esquema de un STATCOM.
Fuente: (Durgarao, Srinivas, & Nagendra, 2020)

Un STATCOM es un compensador estático sincrónico que se compone principalmente de un inversor trifásico de fuente de voltaje, un filtro y un banco de condensadores como se muestra en la figura 2.21. Se puede usar como compensador reactivo para bajo factor de potencia o para fallas transitorias en el sistema eléctrico.

Además, puede funcionar como compensador capacitivo o inductivo. Si la señal de voltaje es ligeramente mayor al de la red entonces inyectará potencia reactiva a la red, si es ligeramente menor la consumirá.

2.2.2.2. MPPT.

Como ya se mencionó anteriormente, la energía solar es una fuente variable y el generador fotovoltaico producirá energía acorde a la radiación solar disponible. Esto provocará que el panel trabaje fuera de su punto de máxima potencia haciéndolo menos eficiente. Se puede solucionar instalando seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) que son dispositivos electrónicos capaces de controlar la tensión y corriente de salida. Los MPPT básicamente son convertidores DC/DC con lazos de control de realimentación. Hay tres tipos de convertidores: elevador, reductor y elevador-reductor. (Aguilar, 2014)

El reductor consta de un interruptor, un filtro pasabajo LC y un diodo como se muestra en la figura 2.22. El filtro se usa para obtener una salida más pura y el diodo permitiendo que el inductor se descargue cuando el interruptor esté abierto y desconecte la fuente. La conmutación del interruptor se controla por PWM y su ciclo de trabajo está dado por:

$$D = \frac{t_{conducción}}{t_{conducción} + t_{corte}} = t_{conducción} * f$$

Donde f es la frecuencia de conmutación. El voltaje y corriente de salida están dadas por:

$$V_o = V_i * D$$

$$I_o = \frac{I_i}{D}$$

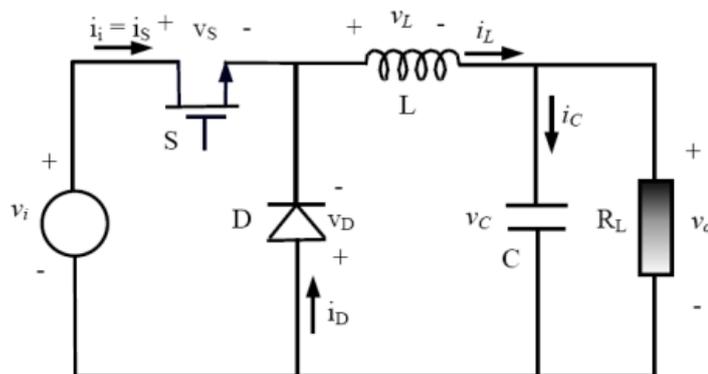


Figura 2. 22: Convertidor DC/DC reductor.
Fuente: (Cuestas, 2012)

En el convertidor elevador se encuentra un circuito diferente conformado por los mismos elementos, pero en una diferente configuración, tal como se muestra en la figura 2.23. Cuando el interruptor está cerrado se cortocircuita el condensador y la carga, por ende, el inductor se va a cargar con el voltaje de la fuente. Cuando el interruptor se abre, la energía que se va a descargar del inductor y la de la fuente van a alimentar la carga. El voltaje y la corriente de salida están dadas por:

$$V_o = V_i * \frac{1}{1 - D}$$

$$I_o = I_i * (1 - D)$$

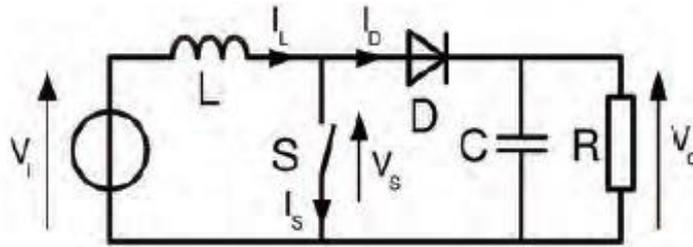


Figura 2. 23: Convertidor DC/DC elevador.
Fuente: (Aguilar, 2014)

En lo que respecta al convertidor reductor-elevador, su circuito se muestra en la figura 2.24. Cuando el interruptor está cerrado, el inductor se va a cargar con el voltaje de la fuente, pero no podrá pasar corriente a la resistencia ni al capacitor ya que el diodo está polarizado inversamente. Una vez que se abre el interruptor, el inductor se va a descargar hacia el condensador y la resistencia ya que el diodo se polariza de forma directa. El voltaje y la corriente están dadas por:

$$V_o = -V_i * \frac{D}{1 - D}$$

$$I_o = -I_i * \frac{1 - D}{D}$$

El convertidor permite que la tensión de salida sea mayor o menor que la entrada. Si $D > 0.5$ la salida será mayor y si $D < 0.5$ la salida será menor.

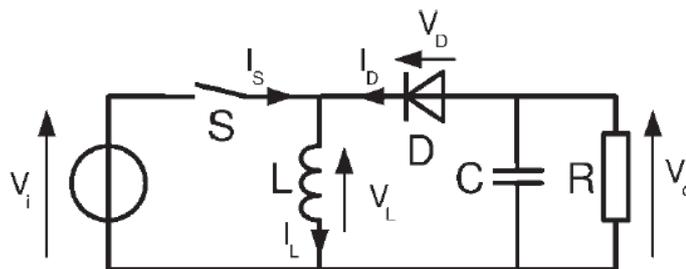


Figura 2. 24: Convertidor DC/DC reductor-elevador.
Fuente: (Aguilar, 2014)

En resumen, el seguidor de punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos son convertidores DC/DC con lazos de realimentación que constantemente están midiendo parámetros. Los métodos pueden ser directos e indirectos. Los directos tienen en cuenta los valores de entrada y salida del voltaje y la corriente, y la variación que hay en los puntos de trabajo del panel. En estos métodos no se requiere de información técnica acerca de los paneles. En los indirectos si se requiere información detallada del generador como la respuesta de este a diferentes condiciones como temperatura e irradiancia. (Aguilar, 2014)

2.2.2.3. Medidor bidireccional.

Cuando exista en la instalación tanto consumo de energía de la red como inyección a la misma, se necesita de un medidor bidireccional el cual pueda medir la energía en ambas direcciones. Este medidor se coloca como cualquier otro, en la unión de la instalación que alberga el sistema fotovoltaico con la red. Su clase es de un tipo homologado por la compañía distribuidora y su instalación se lleva a cabo por la misma.

2.3. Generación distribuida.

Esta parte del capítulo se centra en la generación distribuida abordando su definición y algunos requerimientos, especificaciones y efectos que se tienen en torno a este tipo de generación.

2.3.1. Definición de generación distribuida.

La GD no es un término nuevo, pero si ha cobrado mayor fuerza los últimos años con la inclusión de las energías renovables al sistema eléctrico de potencia, ya que la mayoría de ellas son a menor escala que las energías convencionales y se ubican mucho más cerca de los consumidores. Hay un amplio rango de definiciones de la GD y estas varían según el autor.

La IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) en su estándar 1547 define a la generación distribuida como una fuente de energía que no está conectada directamente a un sistema de transmisión. La GD incluye generadores y dispositivos de almacenamiento capaces de exportar

energía activa a la red. Por otro lado, la ARCERNNR define a la GD como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora. (ARCERNNR, 2021)

2.3.2. Especificaciones y requerimientos para la conexión de la generación distribuida al área del sistema de potencia.

Antes de conectar una fuente distribuida al sistema de potencia hay que tener en cuenta los efectos que esta puede causar. La norma IEEE 1547 establece ciertas especificaciones y requerimientos necesarios para que la fuente distribuida opere sin afectar el área del sistema de potencia al que se conecte, entre las más importantes se encuentran:

Regulación de voltaje

La norma establece que la fuente distribuida no debe regular el voltaje activamente, a menos que el operador determine su conveniencia. Esto debido a que es posible que la fuente distribuida lleve el voltaje de la red fuera de los rangos permitidos y trabajar en oposición a los equipos de regulación de voltajes ya instalados en la red. El generador puede ser capaz de regular el voltaje al variar la potencia reactiva, si este absorbe potencia reactiva el voltaje puede caer y si suministra puede incrementarse.

Calidad de energía

Hay ciertos aspectos a tomar en cuenta a lo que respecta calidad de energía y generación distribuida. En fuentes distribuidas que usan inversores se recomienda que la inyección DC no debe ser superior al 0.5% de la corriente nominal. Esto puede producir problemas de armónicos, saturación magnética en el núcleo de los transformadores, lo que deriva en calentamiento del núcleo, ruido audible y una mayor demanda de potencia reactiva.

Además, la distorsión armónica de la corriente no debe superar el 5%. Las armónicas de corriente son responsabilidad de la fuente distribuida y las de voltaje del operador de la red. Estas armónicas, que son señales eléctricas de frecuencias múltiplo de la fundamental, pueden ocasionar recalentamiento

en transformadores y conductores de neutro, lo que deriva en un mal funcionamiento de equipos de protección y daños en equipos sensibles.

Otro factor para tomar en cuenta son los flicker, que son variaciones de tensión que se pueden apreciar a través del parpadeo de las iluminarias, que se pueden generar a causa del arranque de los generadores de inducción o por grandes fluctuaciones en la salida de potencia de los generadores inclusive en las tecnologías fotovoltaicas y eólicas donde su salida de potencia es variable ya que depende de las condiciones climáticas.

Operación en isla

Cuando ocurre un corte de energía por parte de la red, la fuente distribuida puede seguir operando en isla, es decir, desconectado de la red siendo la única fuente de para las cargas. Sin embargo, no es lo que se debe hacer ya que la carga que alimente posiblemente sea mayor a la capacidad del generador y este no sea capaz de soportarla. Por lo tanto, el generador debe detectar el corte de energía por parte de la red y desconectarse automáticamente dentro de máximo dos segundos. (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2009)

Medición y monitoreo

La IEEE recomienda la medición y monitoreo de parámetros de generación de la fuente distribuida en el punto de conexión a la red en ciertos casos. Se presentan tres clases de instalaciones, como se muestra en la tabla 2.1, para los cuales se aplican diferentes requerimientos.

Tabla 2. 1:Clases de generación distribuida.

Clase	Potencia
Clase 1	Menores a 250 kVA
Clase 2	Mayores a 250 kVA y menores a 1.5 MVA
Clase 3	Mayores a 1.5 MVA

Fuente: (IEEE Standards Coordinating Committe 21, 2007)

Para instalaciones de la clase 1 no se requiere monitoreo salvo ciertos casos que lo requiera el operador de la red.

En la clase 2 sí se requiere monitoreo y se pueden presentar dos casos: generación automática y despacho económico por parte del operador. Cuando la potencia instalada sea menor a 1 MW este puede generar automáticamente, es decir, inyectar a la red todo lo que genere, y cuando sea mayor a 1 MW, el operador de la red es el encargado de autorizar al generador de operar, por ende, requiere de los parámetros de generación de la fuente distribuida para su operación.

Finalmente, en sistemas de la clase 3 que tienen un alto impacto en el área del sistema de potencia que se conecte, el operador requiere monitorear y controlar el generador por telemetría. (IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2007)

2.4. Marco normativo de la generación distribuida en Ecuador.

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) en el 2021 emitió dos regulaciones concernientes a la generación distribuida.

La primera llamada “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica” y la segunda “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación”. La aplicación de este proyecto tiene como sitio de instalación la UCGS, el cual es un consumidor regulado con tarifa comercial con demanda horaria en media tensión, por lo cual esta sección se enfoca en la primera normativa.

2.4.1. Características de una fuente distribuida para autoabastecimiento.

La generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados, según la regulación de la ARCERNNR, se caracteriza por tener una potencia nominal menor a 1 MW, debe estar conectada al sistema de

distribución o internamente a la instalación del consumidor, pero en paralelo y en sincronía con la red. Usa recursos renovables disponibles en el área de instalación y pueden emplearse con o sin almacenamiento de energía. (ARCERNNR, 2021)

Esta puede operar dentro del inmueble del consumidor con una única medición para todo el sitio, o fuera de este con medición individual, siempre y cuando estén conectados por el sistema de distribución y tengan asociados el mismo número de cuenta contrato. En caso de poseer otras cuentas contrato se puede instalar una fuente distribuida bajo la misma regulación para cada instalación.

2.4.2. Dimensionamiento de la fuente distribuida.

El dimensionamiento depende de las necesidades que el consumidor quiera cubrir, sin embargo, la potencia del sistema no debe sobrepasar el 1 MW de capacidad instalada. Además, la producción anual de energía de la fuente distribuida no debe superar el consumo anual de la instalación, para esto se pueden hacer estudios de cargas o en su defecto, usar el historial del consumo reflejado en las planillas los últimos 24 meses.

2.4.3. Factibilidad de conexión.

El proceso de factibilidad de conexión del sistema de generación distribuida le compete a la empresa distribuidora. El usuario que decida instalar una fuente distribuida debe solicitar la factibilidad llenando un formulario que se encuentra en el anexo 1 de la regulación 001/2021 de la ARCERNNR. Aquí se da información acerca del usuario, las especificaciones técnicas de todo el conjunto generador y su punto de conexión. La normativa propone procesos de factibilidad de conexión para dos categorías según la potencia nominal y el voltaje de conexión como se muestra en la tabla 2.2.

Tabla 2. 2: Categorías de fuentes distribuidas.

Categorías	Voltaje de conexión	Potencia nominal
CAT 1	Bajo voltaje	Menores a 10 kW monofásica
		Menores a 20 kW bifásica
		Menores a 30 kW trifásica
CAT 2	Medio voltaje	Mayores a 30 kW

Fuente: (ARCERNNR, 2021)

La aplicación de este proyecto entra en la categoría 2, cuyo proceso de factibilidad es el siguiente:

La empresa distribuidora tiene un plazo de cinco días para aceptar la solicitud de factibilidad, asimismo, el proponente dispone del mismo plazo en caso de existir una inquietud por parte de la empresa eléctrica y requieran de una respuesta. En caso de ser positiva la respuesta la empresa distribuidora tiene un plazo de cuarenta y cinco días para hacer los respectivos estudios y análisis en los que se incluye:

- Modificaciones que requiere el sistema de distribución para conectar la fuente distribuida sin afectar la red, los gastos de estos cambios son responsabilidad del proponente.
- Diagrama unifilar del punto de conexión.
- Requerimientos y especificaciones de operación de la fuente distribuida en régimen permanente y en caso de falla de la red.

2.4.4. Certificado de calificación.

Una vez enviada la factibilidad de conexión, el proponente puede aceptarla u objetar en caso de que crea conveniente. Una vez que acepte debe tramitar la emisión del certificado de calificación, entre algunos de sus requisitos para su trámite están la factibilidad de conexión, la memoria técnica del proyecto con las especificaciones de los equipos, diagramas unificares de la instalación y del punto de conexión con sus modificaciones al sistema de distribución, el cronograma de obra, entre otros.

La distribuidora dispone de un plazo de treinta días para emitir observaciones sobre los requisitos anteriormente planteados, en caso de no haberse observado se procede a la emisión del certificado de calificación cuyo formato se encuentra en el anexo de la regulación 001/2021 y su vigencia está dada de acuerdo con la tecnología del generador como se muestra en la tabla 2.3. Cuando esté por finalizar el certificado de calificación es posible renovarlo presentando seis meses antes nuevamente todos los requisitos actualizados a la empresa distribuidora. (ARCERNNR, 2021)

Tabla 2. 3: Vida útil de las fuentes distribuidas.

Tecnología	Vida útil en años
Fotovoltaica	25
Eólica	25
Biomasa	20
Biogás	20
Hidráulica	30
Otras	20

Fuente: (ARCERNNR, 2021)

2.4.5. Conexión y requisito técnicos.

El proceso de conexión es un trabajo en conjunto de la distribuidora y el proponente. La prueba de equipos y requisitos técnicos de operación e instalación se los realiza en base a la norma IEEE Std. 1547.

Cuando hayan finalizado las pruebas se procede a suscribir el contrato de suministro específico para consumidores regulados que tengan fuentes distribuidas para autoabastecimiento como el que está en el anexo 3 de la regulación 001/2021.

El proponente no debe cancelar por ningún proceso o trámite que se haya realizado con la distribuidora, sin embargo, es responsable de mantener en condiciones óptimas los parámetros de generación y de realizar los respectivos mantenimientos a los equipos. Si la fuente distribuida no cumple

con las condiciones de operación, la distribuidora procede a suspenderla hasta que se arregle el inconveniente.

2.4.6. Facturación y medición.

La facturación de la energía eléctrica se la realiza dependiendo de la tarifa que tenga el consumidor. En el caso de la tarifa residencial la energía neta a facturar es la energía consumida de la red menos la energía inyectada a la misma. Si la energía neta es inferior a cero, es decir, se inyecta más energía a la red de la que se consume, el valor a pagar por suministro eléctrico será cero creándose un saldo a favor para futuras planillas. Este saldo se reiniciará cada 24 meses.

Para el caso de tarifa general con demanda horaria, se determina la facturación por la siguientes formulas:

$$ENETE_i = EERED_i - EEINY_i$$

Donde:

$$EERED_i = \sum_{k=1}^n \left(\frac{ERED_k * T_k}{Tm_i} \right)$$

$$EEINY_i = \sum_{k=1}^n \left(\frac{EINY_k * T_k}{Tm_i} \right)$$

Donde:

- $EEINY_i$ es la energía equivalente inyectada en el mes i en kWh
- $EERED_i$ es la energía consumida de la red en el mes i en kWh
- Tm_i es el cargo tarifario mayor de los periodos de demanda en USD/kWh
- T_k es el cargo tarifario aplicable al periodo de demanda k en USD/kWh
- $EINY_k$ es la energía inyectada en el periodo de demanda k en kWh
- $ERED_k$ es la energía consumida de la red en el periodo de demanda k en kWh
- n es el número de cargos tarifarios por energía
- $ENETE_i$ es la energía neta equivalente en el mes i en kWh

Igual que en la tarifa residencial si se inyecta más energía de la que se consume se producirá un saldo a favor que se puede utilizar para reducir planillas de otros meses, pero teniendo en cuenta que este valor se reinicia cada 24 meses.

2.5. Software PVsyst.

Conforme avanza la tecnología se crean nuevas herramientas computacionales que simplifican tareas que normalmente se suelen hacer a mano. PVsyst es un software que permite simular diseños de sistemas fotovoltaicos, ya sean para sistemas OFF-grid, ON-grid e incluso para aplicaciones de bombeo, a partir de parámetros ingresados por el usuario según las necesidades y requerimientos que estos tengan.



Figura 2. 25: Pantalla principal de PVsyst.
Elaborado por: Autor

El sistema fotovoltaico se modela a partir de la ubicación geográfica que tenga el proyecto y de la irradiancia que reciba tal locación. Adicional a eso, se incluyen unas pestañas donde se puede detallar diferentes aspectos del sistema como se muestra en la parte inferior izquierda de la figura 2.26. Se clasifican en parámetros principales y opcionales, no obstante, mientras más parámetros se detallan más precisión se obtiene en los resultados.

En los parámetros principales se tiene la orientación del sistema, aquí se especifican el ángulo azimutal y el de inclinación de los paneles, si se cuenta o no con un sistema de seguimiento solar y el rendimiento que la

instalación fotovoltaica tiene según los datos ingresados. En la pestaña de sistema se dimensiona la instalación a partir de una potencia nominal específica o de una superficie disponible, aquí se seleccionan los paneles solares e inversores. En otra pestaña también se pueden especificar las pérdidas detalladas de toda la instalación como las pérdidas térmicas de los paneles, las óhmicas de los conductores, las de envejecimiento de los equipos, la de los equipos auxiliares, la de indisponibilidad del sistema durante el año, entre algunas otras más. Finalmente, en los parámetros principales se cuenta con las necesidades del usuario que son las cargas que este tiene, además del almacenamiento de energía si incluye.

En la parte de parámetros opcionales se incluyen datos como las pérdidas por sombreados tanto cercanos como lejanos. Para los sombreados cercanos se puede hacer una construcción en 3D de la instalación y sus alrededores próximos con la finalidad de conocer obstrucciones que puedan provocar algún sombreado en los paneles a lo largo del día como edificaciones, árboles, etc. En la pestaña de evaluación económica se calculan los años en que se recuperará la inversión conociendo los gastos totales de la instalación fotovoltaica y la tarifa de facturación eléctrica del usuario. También hay otras opciones que son exclusivas de los proyectos conectados a la red que son el diseño del módulo y la gestión de la energía. En la primera se establecen cómo van a distribuirse los paneles en los distintos cobertizos y los grupos de paneles que conforman las cadenas para el conexionado eléctrico. Y en la última, se pueden especificar cuestiones como el factor de potencia al que trabaja el inversor, si este opera como fuente de tensión y si el operador de red permite que la instalación compense la energía reactiva de la red. También da la opción de limitar la potencia a inyectar en caso de que sea necesario, entre otras opciones.

En la parte inferior derecha se pueden observar parámetros arrojados de la simulación de las diferentes variantes, es decir, diferentes condiciones de diseño para un mismo sistema, así se puede comparar en líneas generales la configuración que más convenga al proyecto.

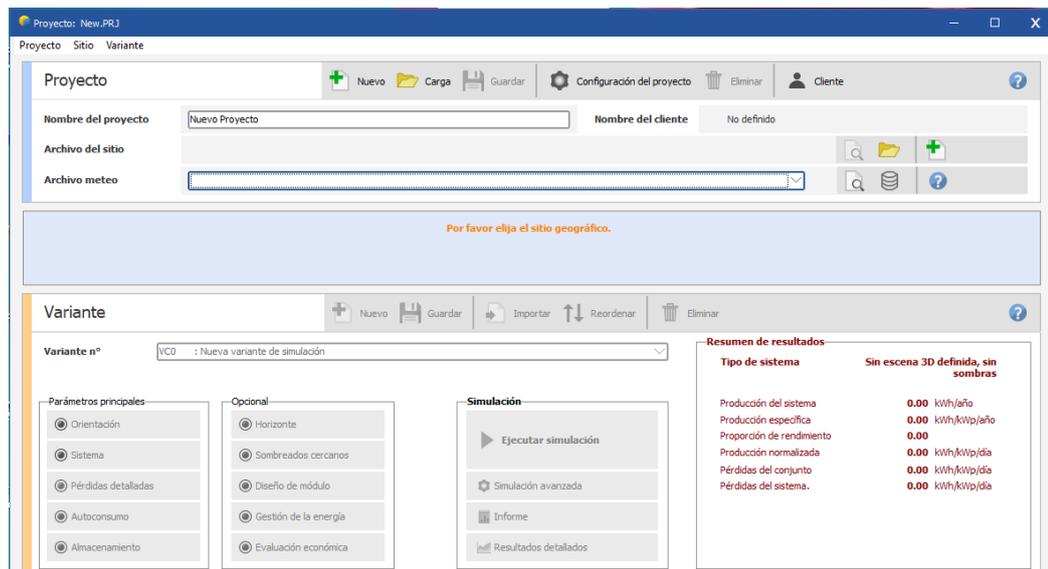


Figura 2. 26: Pantalla principal de un proyecto conectado a red.
Elaborado por: Autor

PVsyst es un software que ofrece 30 días de prueba, sin embargo, luego de eso pide una licencia pagada. Hay diferentes tipos de licencias cuyos precios varían, se ofrecen licencias para profesionales, investigadores, estudiantes y docentes.

Capítulo 3: Diseño y análisis de resultados

3.1. Descripción del proyecto.

El proyecto consiste en diseñar un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG. La idea es aprovechar la mayor superficie plana que tiene la universidad, que es el piso superior del edificio de parqueos, para la instalación de los paneles fotovoltaicos ya que para obtener una gran producción de energía con sistemas fotovoltaicos se requiere de una amplia superficie.

A través de la aplicación Google Earth se determinó que el edificio de parqueos tiene una longitud de aproximadamente 105 metros por un ancho de 58 metros, lo que da una superficie de aproximadamente 6090 metros cuadrados como se muestra en la figura 3.1.

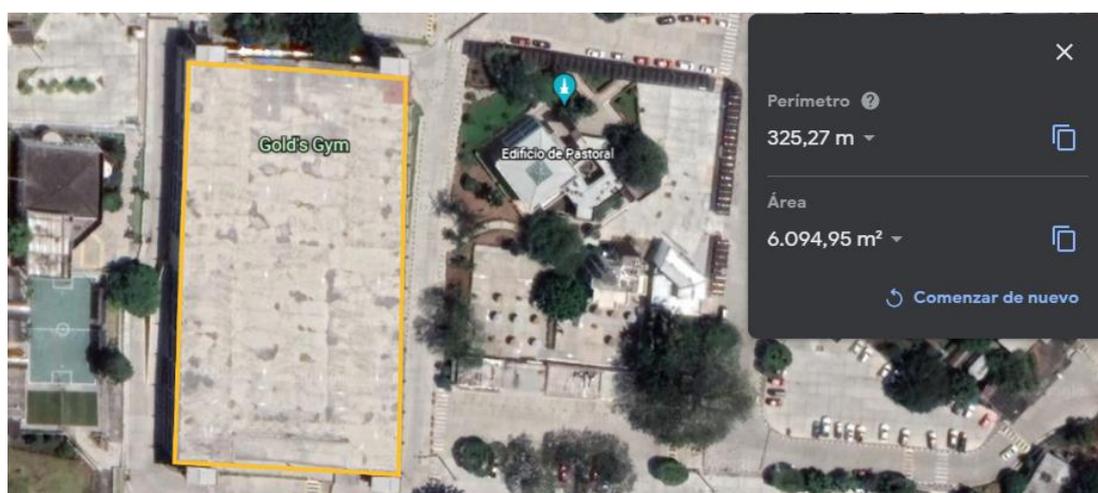


Figura 3. 1: Vista superior del edificio de parqueo.
Elaborado por: Autor.

El sistema fotovoltaico se dimensiona a partir de la superficie que hay disponible sabiendo que no se puede sobrepasar el 1 MW de potencia instalada, ni el consumo anual de la universidad debe ser menor que la producción anual del generador según la regulación del ARCERNNR. Sin embargo, es improbable que se den esas dos condiciones ya que la superficie del edificio de parqueo no da la capacidad como para instalar un sistema

fotovoltaico mayor a 1 MW y el consumo anual de la universidad es tan grande, como se puede corroborar en las planillas eléctricas obtenidas de la página web de CNEL de los últimos cinco meses en la tabla 3.1, en comparación a la producción de energía de un generador de tales magnitudes.

Tabla 3. 1: Consumos de la UCSG.

Planilla	Energía consumida (MWh)
Septiembre 2021	218.4
Octubre 2021	282.8
Noviembre 2021	327.6
Diciembre 2021	343
Enero 2022	239.4

Elaborado por: Autor.

La instalación se conecta a las líneas de media tensión de la universidad, a un voltaje de 13.8 kV, a través de un transformador elevador. Se propone el punto de conexión existente más cercano al emplazamiento, a menos que la empresa distribuidora establezca lo contrario en el análisis de factibilidad. El sistema es diseñado de manera que no tenga almacenamiento de energía porque se prevé que toda la energía eléctrica generada será consumida en el instante por la carga de la universidad.

3.2. Diseño del sistema solar fotovoltaico a través del software PVsyst.

En esta sección se explica el desarrollo empleado para el diseño del sistema fotovoltaico a través del software PVsyst.

3.2.1. Ubicación geográfica y condiciones meteorológicas.

La ubicación propuesta para el proyecto es el campus de la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil. El software permite buscar la ubicación en un mapa, el cual directamente arroja las coordenadas geográficas tal como se muestra en la figura 3.2, estos datos son importantes para determinar la orientación y la inclinación de los paneles.

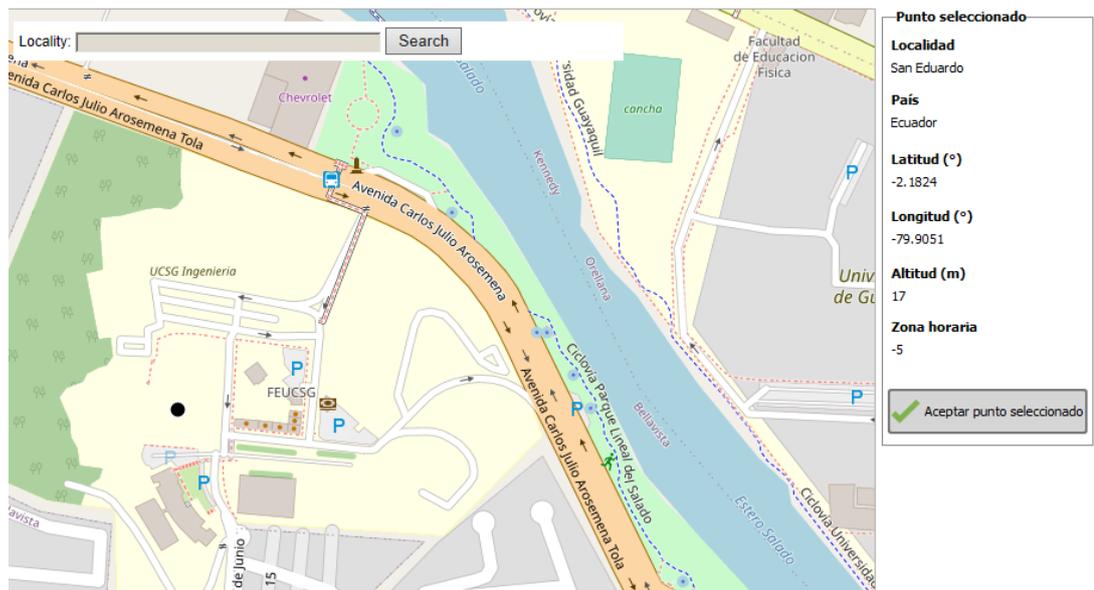


Figura 3. 2: Ubicación geográfica del proyecto.
Elaborado por: Autor.

A la ubicación geográfica seleccionada para el sistema fotovoltaico se le debe asociar un archivo de meteo que contiene las condiciones meteorológicas del lugar, como se muestra en la tabla 3.2, a través de bases de datos como Meteonorm, PVGIS, de la NASA, etc.

Los datos que entrega PVGIS son de entre 2005 y 2015. Por otro lado, los de la NASA están descontinuados ya que datan de entre 1983 y 2005, y por último Meteonorm ofrece un rango de datos de entre 2010 y 2014. Para este caso se escoge la base de datos Meteonorm, en la tabla 3.2 se muestra los valores promedio de los datos que comprenden a los años señalados anteriormente.

Los datos que son requeridos por PVsyst son la irradiación horizontal global y la temperatura del sitio, sin embargo, hay otros datos adicionales como la irradiación difusa, la velocidad del viento, la humedad relativa y el índice de turbidez Linke.

Tabla 3. 2: Datos de meteo de la ubicación.

Mes	Irrad. Horizontal global kWh/m2/mes	Irrad. Difusa horizontal kWh/m2/mes	Temp. °C	Vel. del viento m/s
Enero	132,30	85,80	27	1,30
Febrero	122,00	74,00	26,40	0,99
Marzo	147,00	86,90	26,90	1,09
Abril	149,70	81,50	26,60	1,20
Mayo	144,30	78,90	26,30	1,49
Junio	117,40	74,30	24,70	2,10
Julio	123,10	71,80	24,40	2,39
Agosto	125,20	76,00	24,00	2,79
Septiembre	126,60	77,40	24,00	2,90
Octubre	98,60	70,50	24,40	2,81
Noviembre	92,60	69,80	24,60	2,70
Diciembre	132,40	81,60	26,40	2,19
Anual	1511,20	928,60	25,40	2,00

Elaborado por: Autor.

3.2.2. Orientación e inclinación.

Los datos de meteo y la latitud de la ubicación permiten conocer la orientación y la inclinación de los paneles solares. Seleccionar la orientación y la inclinación óptima determinan la eficiencia de conversión de energía de los paneles, ya que para que estos produzcan la mayor cantidad de potencia posible los rayos del sol deben incidir perpendicularmente en sus superficies.

Para determinar la orientación de los paneles se tiene como regla general que para ubicaciones en el hemisferio sur estos se orienten hacia el norte y para ubicaciones en el hemisferio norte se orientan al sur. En este caso, PVsyst considera un ángulo acimutal de 0° cuando el panel apunta hacia el norte como se observa en la figura 3.3.

Para determinar el ángulo de inclinación de los paneles es importante tener en cuenta que el sol al variar su posición en el cielo y considerando un sistema de paneles fijos se tiene un ángulo de inclinación óptimo para cada momento del día y así mismo este varía a lo largo del año debido a los movimientos de rotación y traslación del planeta. La manera más fácil de determinar el ángulo óptimo de inclinación es acorde a su latitud tal como se muestra en la tabla 3.3 en donde se señala también el ángulo para tres situaciones que son para todo el año, para la estación de invierno y la de verano.

Tabla 3. 3: Ángulo de inclinación óptimo según la latitud.

Uso	Ángulo de inclinación
Todo el año	Mismo ángulo que la latitud
Invierno	Latitud + 10°
Verano	Latitud - 10°

Fuente: (Tobajas, 2018)

Cabe mencionar que para seleccionar el ángulo óptimo primeramente hay que tener en cuenta la aplicación que se le va a dar al sistema fotovoltaico. Puede que haya ocasiones en que el sistema sea requerido para trabajar a máxima potencia solo a ciertas horas del día, o que requieran una mayor potencia del sistema en la estación de invierno que en la de verano, en esos casos se selecciona el ángulo óptimo para esas circunstancias. Para el proyecto en cuestión se selecciona el ángulo óptimo para todo el año ya que el sistema fotovoltaico se usará para producir energía cuyo precio se mantiene fijo durante todo el año.

PVsyst para determinar el ángulo óptimo de inclinación hace uso de los datos de irradiación por hora de todo un año y calcula factores de transposición para diferentes ángulos de inclinación y orientación. El factor de transposición es la relación entre la irradiancia incidente en el plano colector y la irradiancia horizontal, sus valores van de cero a uno siendo este el mayor factor de transposición. A partir del cálculo anterior se generan las gráficas de orientación e inclinación, como se muestra en la figura 3.3, también es posible

conocer las pérdidas con respecto al ángulo óptimo que se calcula como el porcentaje de la diferencia entre el factor de transposición óptimo con el factor de transposición calculado.

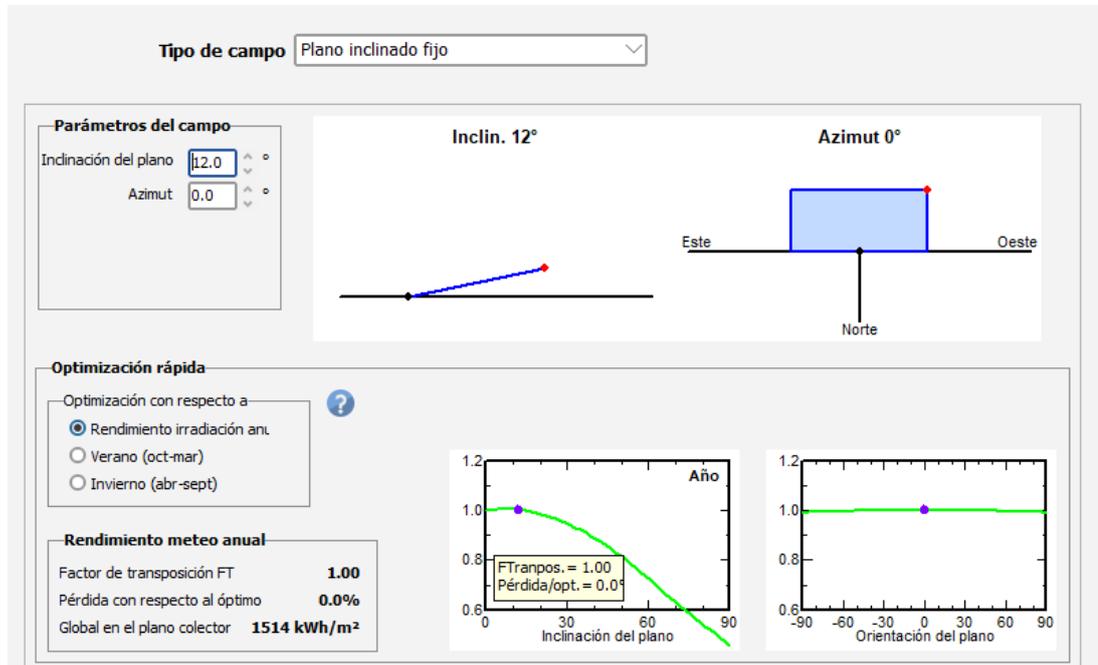


Figura 3. 3: Tipo de campo, orientación e inclinación de paneles.
Elaborado por: Autor.

En la figura 3.3 se aprecia la configuración seleccionada para el sistema fotovoltaico. El tipo de campo será un plano inclinado fijo sin seguimiento solar para abaratar costos. El ángulo acimutal será 0° y el ángulo de inclinación 12°, estos son los ideales para obtener el mayor rendimiento posible a lo largo del año, ya que se alcanza un factor de transposición de 1 y 0% en pérdidas con respecto al óptimo.

3.2.3. Dimensionamiento.

En la pestaña de sistema de PVsyst se dimensiona la capacidad de los paneles y de los inversores. El software ofrece un gran de variedad de marcas y equipos para seleccionar. A medida que se cambia la configuración, las condiciones de operación también lo hacen, incluso el programa advierte cuando hay un parámetro fuera de rango. En la figura 3.4 se muestran los equipos comerciales seleccionados.

Seleccione el módulo FV

Filtro:

550 Wp 35V Si-mono LR5-72 HIH 550 M Desde 2021 Manufacturer 2021

Usar optimizador

Voltajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **36.1 V**
 Voc (-10°C) **55.6 V**

Seleccione el inversor

Voltaje de salida 350 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

315 kW 525 - 825 V TL 50/60 Hz PVS800-57-0315kW-B Desde 2012

Núm. de inversores Voltaje de funcionamiento: **525-825 V** Poder global inversor **630 kWca**
 Voltaje máximo de entrada: **1000 V**

Figura 3. 4: Selección de paneles e inversores.
Elaborado por: Autor.

Se selecciona el panel de la marca Longi Solar monocristalino de 550 vatios pico con voltaje de operación de 35 voltios. Para la etapa de acondicionamiento de potencia se seleccionan dos inversores de 315 kW de la marca ABB y modelo PVS800. Ambos inversores dan una potencia global de 630 kW. En la figura 3.5 y 3.6 se muestran la forma física del inversor y panel seleccionados respectivamente.



Figura 3. 5: Inversor ABB PVS800.
Fuente: ABB.

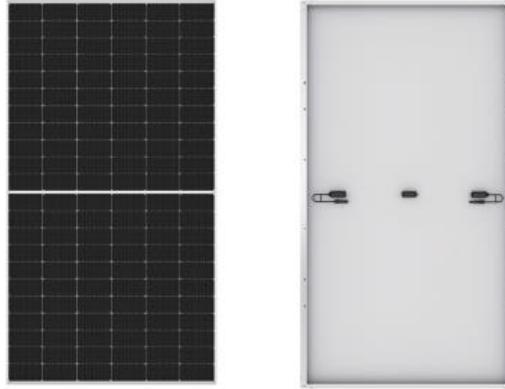


Figura 3. 6: Panel monocristalino Longi Solar.
Fuente: Longi Solar.

3.2.3.1. Dimensionamiento de paneles.

La configuración de paneles en serie se determina de manera que el voltaje de circuito abierto de la cadena no supere el voltaje máximo de entrada del inversor. De manera manual se calcula el número de paneles en serie con la siguiente expresión:

$$N_{ps.max} = \frac{V_{max.inv}}{V_{ca -10^{\circ}C}}$$

Donde $V_{max.inv}$ es el voltaje de entrada máxima del inversor y $V_{ca -10^{\circ}C}$ es el voltaje de circuito abierto del panel a $-10^{\circ}C$.

Especificaciones del fabricante o otras medidas			
Condiciones de referencia	GRef	<input type="text" value="1000"/>	W/m ²
	TRef	<input type="text" value="25"/>	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	<input type="text" value="13.980"/>	A
	Circuito abierto Voc	<input type="text" value="50.60"/>	V
Punto de Potencia máx.	Impp	<input type="text" value="13.120"/>	A
	Vmpp	<input type="text" value="41.95"/>	V
Coeficiente de temperatura	muIsc	<input type="text" value="6.7"/>	mA/°C
	o muIsc	<input type="text" value="0.048"/>	%/°C
		Núm. de células	72 x 2

Figura 3. 7: Especificaciones del fabricante del panel.
Elaborado por: Autor.

En la figura 3.7 se muestran las especificaciones del fabricante del panel proporcionadas por PVsyst. En los datos que se proporcionan no viene incluido el voltaje de circuito abierto a $-10^{\circ}C$, para calcularlo se usa la expresión:

$$V_{ca \ -10^{\circ}\text{C}} = \left(1 + (-10 - 25) * \frac{\beta}{100}\right) * V_{ca \ STC}$$

Donde β es el coeficiente térmico de voltaje de circuito abierto que se puede obtener en el datasheet del panel fotovoltaico, y $V_{ca \ STC}$ es el voltaje de circuito abierto a 25°C. Entonces:

$$V_{ca \ -10^{\circ}\text{C}} = \left(1 + (-35) * \frac{-0.27}{100}\right) * 50.6$$

$$V_{ca \ -10^{\circ}\text{C}} = 55.4 \text{ V}$$

$$N_{ps.max} = \frac{1000}{55.4} = 18.1 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el número máximo de paneles en serie son 18. Asimismo, se puede calcular el número mínimo de paneles en una cadena con la siguiente expresión:

$$N_{ps.min} = \frac{V_{min.PMP.inv}}{V_{PMP \ a \ 70^{\circ}\text{C}}}$$

Donde $V_{min.PMP.inv}$ es el voltaje mínimo de punto de máxima potencia del inversor y $V_{PMP \ a \ 70^{\circ}\text{C}}$ es el voltaje del punto de máxima potencia del panel a 70°C. Para calcular se usa misma expresión que se usó para encontrar el voltaje de circuito abierto a -10°C.

$$V_{PMP \ a \ 70^{\circ}\text{C}} = \left(1 + (70 - 25) * \frac{\beta}{100}\right) * V_{PMP \ STC}$$

$$V_{PMP \ a \ 70^{\circ}\text{C}} = \left(1 + (70 - 25) * \frac{-0.27}{100}\right) * 41.95 = 36.85 \text{ V}$$

$$N_{ps.min} = \frac{525}{36.85} = 14.25 \text{ paneles}$$

Por lo tanto, el número mínimo de paneles es 15. Se puede apreciar el mismo rango de valores para paneles en serie en PVsyst, en la figura 3.9.

En PVsyst, este proceso se simplifica porque da la posibilidad de variar con facilidad el número de paneles en serie y el número de cadenas, y automáticamente la potencia de salida varía, así como también la proporción de potencia nominal, esto permite alcanzar el valor de diseño deseado.

En la figura 3.8 se muestra el dimensionamiento de voltaje del conjunto fotovoltaico, donde los trazos de color verde son las curvas de operación de los paneles a temperatura de 20°C y 60°C respectivamente y a una irradiancia de 1056 W/m^2 que es la irradiancia global máxima en el plano en un día claro a nivel del mar. Los límites verticales de color morado son los voltajes del punto de máxima potencia máximo y mínimo. Finalmente, el límite vertical de color rosado es el voltaje de entrada máxima del inversor que es 1000 V y el punto del mismo color es el voltaje de circuito abierto a -10°C.

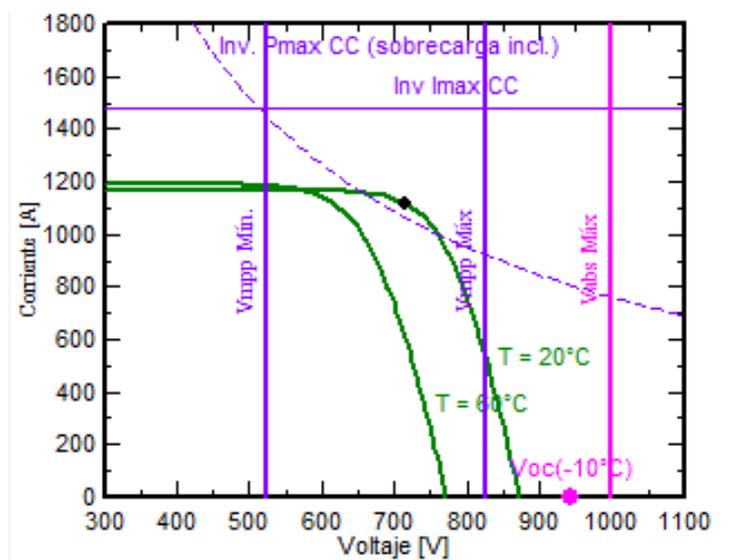


Figura 3. 8: Dimensionamiento del voltaje del conjunto FV.
Elaborado por: Autor.

Nótese que los puntos de máxima potencia para las curvas de 20°C y 60°C se encuentran dentro del rango permitido, es decir, los límites de color morado y los voltajes de circuito de abierto no superan el voltaje de entrada máximo del inversor que es 1000 voltios.

Así como se calcula el número de paneles en serie, se puede hacer lo mismo con el número de cadenas haciéndolo manualmente con la siguiente fórmula:

$$N_{cadenas} \leq \frac{I_{max.inv}}{I_{cadena}}$$

Donde $I_{max.inv}$ es la corriente máxima del inversor que se muestra en la figura 3.10, e I_{cadena} es la corriente que circula por la cadena que se muestra en la figura 3.7.

$$N_{cadenas} \leq \frac{560}{13.12}$$

$$N_{cadenas} \leq 42.7$$

Por lo tanto, el número de cadenas por inversor es 42 y en total 84 como se señala en la figura 3.9 donde se muestra el cuadro de diseño del conjunto de PVsyst.



Figura 3. 9: Cuadro de diseño del conjunto de PVsyst.

Elaborado por: Autor.

3.2.3.2. Dimensionamiento del inversor.

En lo que respecta al inversor se seleccionan dos de la misma capacidad para sumar una potencia nominal de 630 kW. De esta manera, se aumenta la confiabilidad de servicio, en caso de paro de un inversor el sistema puede seguir operando. Sus especificaciones más básicas disponible en la base de datos de PVsyst se muestran en la figura 3.10.

Lado de salida (Red CA)

<input type="radio"/> Monofásico <input checked="" type="radio"/> Trifásico <input type="radio"/> Bifásico	Frecuencia <input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz <input checked="" type="checkbox"/> 60 Hz
Voltaje de red	<input type="text" value="350"/> V
Potencia de CA nominal	<input type="text" value="315"/> kVA
Potencia CA máxima	<input type="text" value="347"/> kVA
Corriente CA nominal	<input type="text" value="520"/> A <input checked="" type="checkbox"/>
Corriente CA máxima	<input type="text" value="560"/> A <input type="checkbox"/>

Figura 3. 10: Especificaciones del inversor.
Elaborado por: Autor.

Un parámetro importante de diseño es la proporción de potencia nominal y se define como la relación entre la potencia nominal del conjunto de paneles fotovoltaicos y la potencia nominal del inversor. Al seleccionar una proporción de 1.25, el conjunto fotovoltaico se dimensiona un 25% mayor a la capacidad del inversor. La potencia nominal de los paneles está dada por los fabricantes en condiciones estándar, por ende, es difícil que se cumplan estos valores en la práctica, es por esto que es deseable subdimensionar el inversor.

$$P_{nom.paneles} = 550 W * 1428 = 785.4 kWp$$

$$P_{nom} = \frac{P_{nom.paneles}}{P_{nom.inv}} = \frac{785.4}{630} = 1.25$$

La idea de subdimensionar el inversor es hacer que este trabaje incluso a bajas irradiancias en la zona de mayor eficiencia. En la figura 3.11 se puede ver que a alto y medio voltaje el inversor alcanza su mayor eficiencia aproximadamente a partir del 50% de su capacidad, y a bajo voltaje a partir del 20%. Si se sobredimensiona el inversor es probable que la mayor parte del tiempo trabaje en la zona de baja eficiencia reduciendo su rendimiento y encareciendo el sistema con un inversor de mayor potencia.

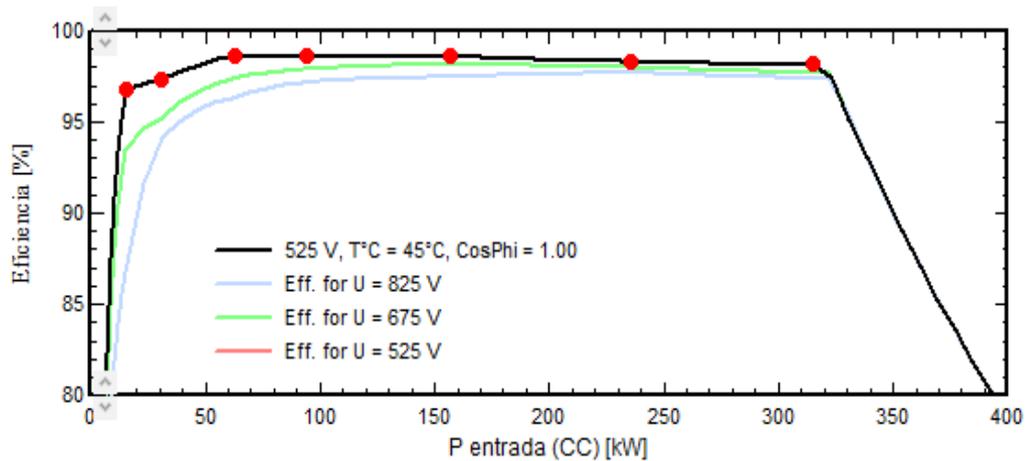


Figura 3. 11: Curva de eficiencia del inversor.
Elaborado por: Autor.

El cuadro de diseño también reporta una pérdida por sobrecarga del 0.2%. Esta pérdida se ve reflejada en la producción de energía y ocurre cuando hay picos de irradiancia. Cabe mencionar que esta sobrecarga no representa un daño para inversores modernos puesto que son capaces de limitar la potencia sin afectar su funcionamiento simplemente desplazando el punto de operación del conjunto fotovoltaico fuera del punto de máxima potencia a través del convertidor MPPT.

Finalmente, la misma pestaña de sistema permite conocer el resumen de la instalación a medida que se hacen cambios en la configuración como se muestra en la siguiente figura.

Resumen sistema global	
Núm. de módulos	1428
Área del módulo	3650 m ²
Núm. de inversores	2
Potencia FV nominal	785 kWp
Potencia FV máxima	756 kWCC
Potencia de CA nominal	630 kWCA
Proporción P _{nom}	1.247

Figura 3. 12: Resumen global del sistema.
Elaborado por: Autor.

3.2.4. Sombreados.

PVsyst permite calcular dos tipos de sombreados para determinar el porcentaje de pérdidas que pueden causar en la producción de energía. Estos sombreados pueden ser cercanos y lejanos.

3.2.5. Sombreados cercanos.

Es posible realizar el dibujo 3D del sitio donde se va a instalar el sistema fotovoltaico con la finalidad de tener en cuenta en los cálculos de sombreados cualquier posible obstáculo que puede interferir en la trayectoria entre el sol y los paneles.

Por módulos		Parámetros del conjunto	
Módulo FV de referencia		Núm. de cobertizos	16
LR5-72 HPH 550 M		Paso N-S	6.25 m
Ancho del módulo	1.133 m	Desalinear	0.00 m
Longitud del módulo	2.256 m	Pendiente cobertizo a cobertizo	0.0
Orientación	Retrato	Ángulo Límite	27.9 °
Núm. de módulos en altura (Y)	2	GCR	72.5%
Núm. de módulos en longitud (X)	46		
Espaciado de módulos Y	0.02 m		
Espaciado de módulos X	0.02 m		

Figura 3. 13: Parámetros para modelo de tabla fotovoltaica.

Elaborado por: Autor.

Para la construcción del dibujo se usan las medidas reales de la superficie y de los paneles. Entre los parámetros principales que se ingresan para modelar el orden de los paneles se muestran en la figura 3.13.

En este caso, las pérdidas de sombreado que se pueden presentar son debido a las propias sombras de las filas de paneles. Como se señala en el capítulo anterior, se puede calcular la distancia mínima entre filas de paneles con la siguiente expresión.

$$\alpha_{min} = 90^\circ - \text{latitud} - \text{declinación solar} = 90^\circ - 2.2^\circ - 23.5^\circ = 64.3^\circ$$

$$\text{distancia mínima} = * \cos \beta + \frac{B * \sin \beta}{\tan \alpha_{min}}$$

$$distancia\ mínima = 4.55 * \cos 12^\circ + \frac{4.55 * \sin 12^\circ}{\tan 64.3^\circ} = 4.9\ m$$

Según la expresión anterior la distancia mínima entre filas de paneles es 4.9 metros, sin embargo, en la construcción del modelo se usa una distancia de 6.25 metros, como se señala en la figura 3.13, con la finalidad de reducir lo mayor posible las pérdidas por sombreados aprovechando que la superficie lo permite.

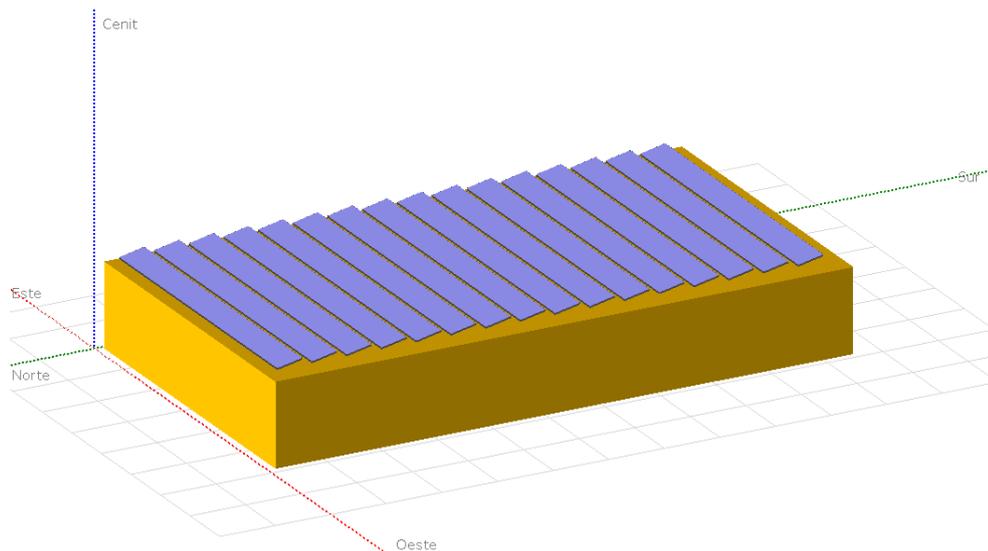


Figura 3. 14: Construcción 3D del sistema fotovoltaico.
Elaborado por: Autor.

En la figura 3.14 se grafica la construcción 3D de acuerdo con los parámetros de modelo ingresado. La simulación de sombreado cercano da como resultado una tabla de factores de sombreado lineal, como se muestra en la figura 3.15, para un ángulo acimutal y elevación solar distinta. Siendo 0 nada sombreado y 1 totalmente sombreado. El factor sombreado se define como la relación entre el área sombreada y el área total de las células.

Tabla de factores de sombreado (lineal), para el componente del haz, Oriente #1

Azimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
Altura																				
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.030	0.089	0.109	0.089	0.030	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.110	0.244	0.317	0.344	0.317	0.244	0.110	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2°	Detrás	Detrás	0.000	0.000	0.000	0.198	0.522	0.653	0.720	0.757	0.720	0.653	0.522	0.198	0.000	0.000	0.000	Detrás	Detrás	Detrás

Factor de sombreado para difuso: 0.024 y para albedo: 0.676

Figura 3. 15: Tabla de factores de sombreado.

Elaborado por: Autor.

A través del diagrama de trayectorias solares, en la cual se identifican siete líneas para un periodo de tiempo determinado como se muestra en la figura 3.16, es posible graficar el sombreado en los paneles y conocer las fechas y hora en las cuales se pueden presentar pérdidas por sombras. Para este caso, las sombras pueden presentarse aproximadamente entre marzo y septiembre en las mañanas antes de las 8 am y en las tardes después de las 5 pm.

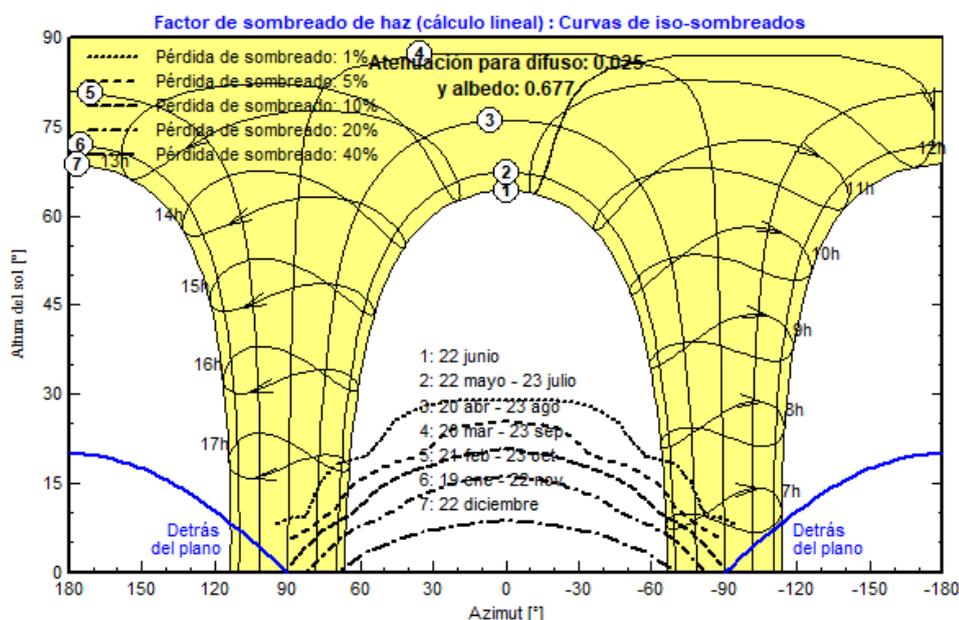


Figura 3. 16: Sombreado cercano en diagrama de trayectoria solar.

Elaborado por: Autor.

También es posible calcular las pérdidas por sombreado individualmente por días. Se toma como referencia los solsticios tanto de verano como de invierno ya que representan los días más favorable y desfavorable respectivamente. En solsticio de verano se simulan pérdidas del 0%, mientras que en el de invierno 0.2% como se muestra en la figura 3.17.

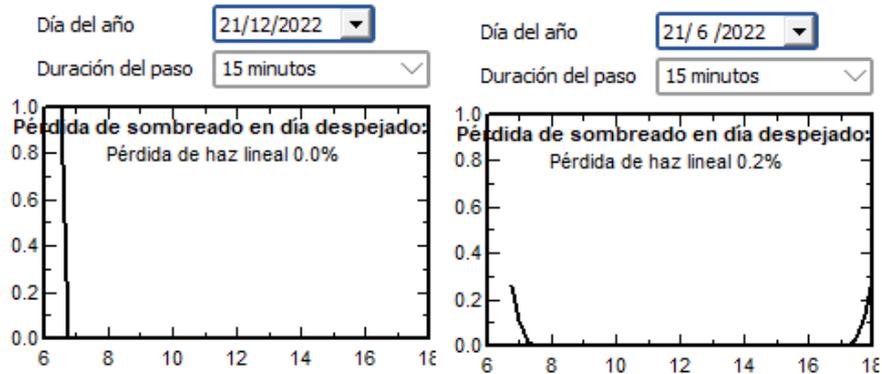


Figura 3. 17: Pérdidas por sombreado en los días de solsticio.
Elaborado por: Autor.

3.2.6. Sombreados lejanos.

Este tipo de sombreado toma en cuenta la existencia de montañas o cerros cercanos que puedan influir en el sombreado de los paneles. Se conoce la altura de los posibles obstáculos conociendo la topografía del terreno. Para ingresar esta información, PVsyst permite importar archivos de software como Meteonorm, Carnaval, Solmetric y desde la web de PVGIS.

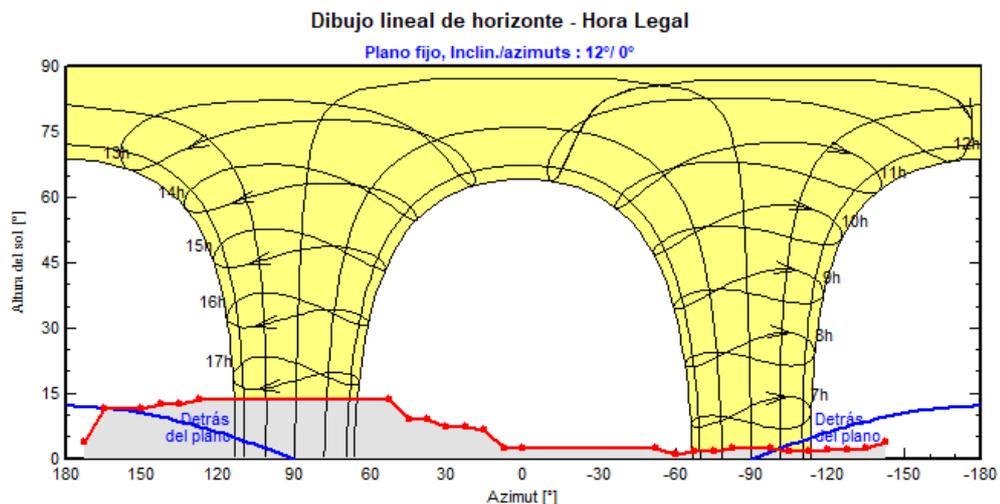


Figura 3. 18: Sombreado lejano en diagrama de trayectoria solar.
Elaborado por: Autor.

Para este caso, se usan datos importados directamente desde la web de PVGIS, y PVSyst grafica el sombreado en el diagrama de trayectorias solares que se muestra en la figura 3.18. El gráfico señala que este tipo de sombreado afectan al sistema después de las 5 pm y antes de las 7 am.

3.3. Resultados de simulación y análisis de resultados.

En esta sección se muestran los resultados de simulación del diseño realizado en el software y se analiza el impacto que este tiene en la facturación eléctrica y en el medio ambiente.

Al final de la simulación, PVSyst permite crear un reporte resumiendo todo el trabajo realizado. En él se incluye desde la información general del proyecto, como se muestra en la figura 3.19, hasta los resultados arrojados por la simulación.

Project summary			
Geographical Site		Situation	
San Eduardo		Latitude	-2.18 °S
Ecuador		Longitude	-79.91 °W
		Altitude	15 m
		Time zone	UTC-5
Meteo data		Project settings	
San Eduardo		Albedo	0.20
Meteonorm 8.0 (2010-2014), Sat=100% - Sintético			

System summary			
Grid-Connected System		Sheds, single array	
PV Field Orientation		Near Shadings	
Fixed plane		Linear shadings	
Tilt/Azimuth	12 / 0 °		
System information		User's needs	
PV Array		Unlimited load (grid)	
Nb. of modules	1428 units	Inverters	
Pnom total	785 kWp	Nb. of units	2 units
		Pnom total	630 kWac
		Pnom ratio	1.247

Results summary			
Produced Energy	980.9 MWh/year	Specific production	1249 kWh/kWp/year
Apparent energy	980.9 MVAh	Perf. Ratio PR	82.99 %

Figura 3. 19: Resumen del proyecto.
Elaborado por: Autor.

En la figura 3.20 se detalla información técnica del sistema fotovoltaico como la marca y fabricante de los paneles e inversores que se seleccionaron, además de la configuración final del conjunto conformado por 1428 paneles de 550 Wp repartidos en 84 cadenas de 17 paneles en serie. Se conectan 42 cadenas a un inversor y 42 más al otro inversor, ambos son de 315 kW dando una potencia global de 630 kW.

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	ABB
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	PVS800-57-0315kW-B
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	315 kVA
Number of PV modules	1428 units	Number of inverters	2 unit
Nominal (STC)	785 kWp	Total power	630 kVA
Modules	84 Strings x 17 in series	Operating voltage	525-825 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>25°C)	347 kVA
Pmpp	718 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
U mpp	640 V		
I mpp	1122 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	785 kWp	Total power	630 kVA
Total	1428 modules	Nb. of inverters	2 units
Module area	3650 m ²	Pnom ratio	1.25
Cell area	3311 m ²		

Figura 3. 20: Características de los equipos y configuración del sistema.
Elaborado por: Autor.

Para el cálculo de la producción de energía eléctrica anual del generador primero se necesita conocer las pérdidas que sufre todo el sistema durante la conversión de energía. Se parte de la irradiación horizontal global anual, que es 1511 kWh/m^2 , obtenida del archivo de meteo de la base de datos de Meteonorm. Luego se restan las pérdidas que genera la irradiación no incidente en el plano colector, las pérdidas por sombreado lejano y cercano, y las pérdidas por factor IAM en global que son causadas por la reflexión de los rayos solar que se presentan en los paneles.

A partir de estas pérdidas se obtiene la irradiación efectiva en un panel. Para conocer la irradiación efectiva de todo el sistema se multiplica para los metros cuadrados de paneles que hay en el sistema fotovoltaico que son 3650 m^2 . A este valor se le aplica la eficiencia de conversión de energía del panel,

que es 21.56% en condiciones estándar, y se determina la energía solar transformada en energía eléctrica.

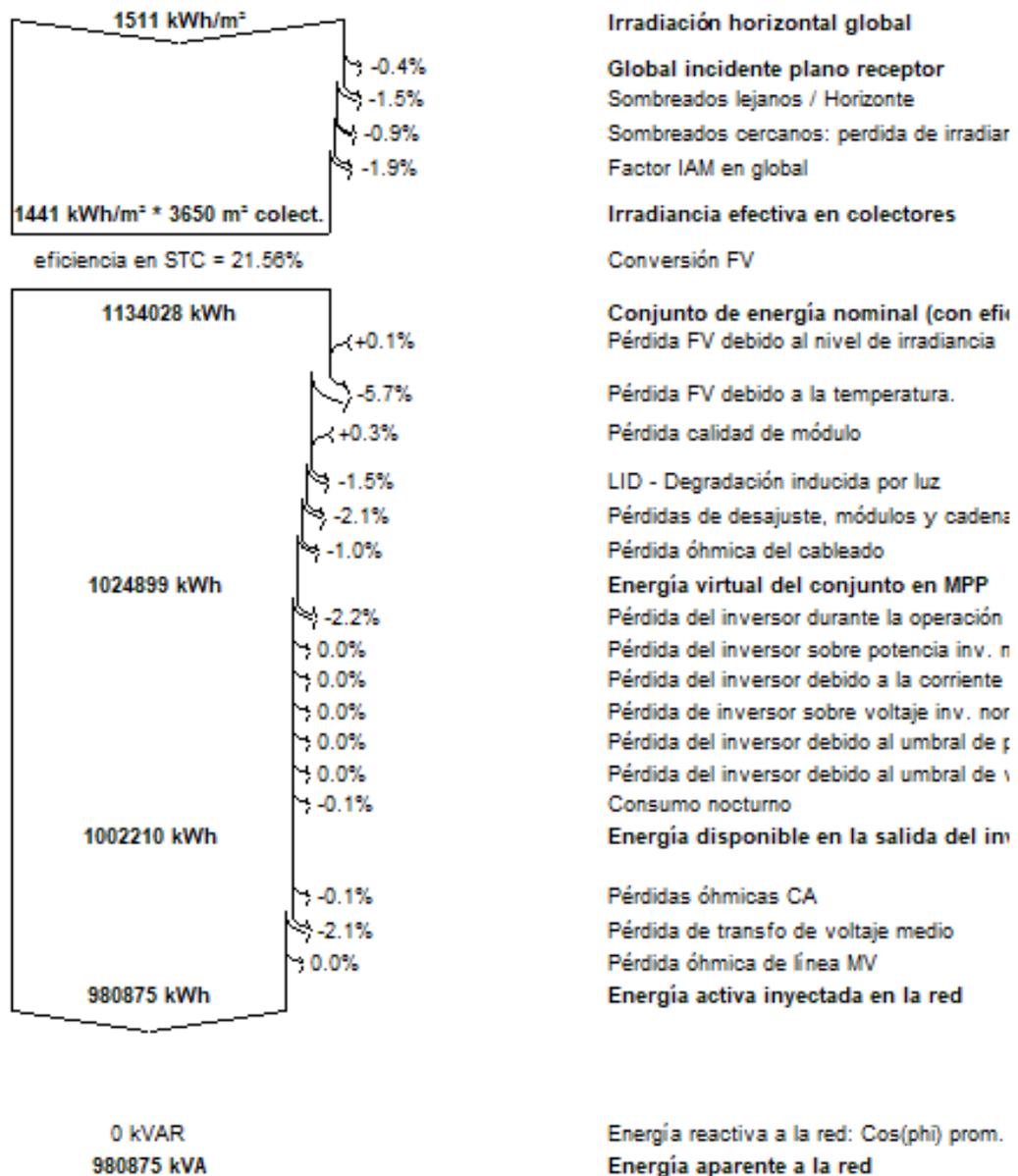


Figura 3. 21: Diagrama de pérdidas del sistema.
Elaborado por: Autor.

Finalmente, para obtener la energía eléctrica que se inyecta al sistema de distribución de la UCSG se consideran otras pérdidas propias del sistema fotovoltaico como las óhmicas de cableado, la de temperatura del panel fotovoltaico, el consumo interno del inversor en operación y en modo nocturno, las pérdidas del transformador y líneas de media tensión, entre otras.

Después de este procedimiento, la energía eléctrica que produce el sistema fotovoltaico con un factor de potencia unitario, es decir, sin inyección ni consumo de reactivos, es aproximadamente 980 MWh al año.

En la tabla 3.4 se detalla el balance y los resultados principales. Se incluye los datos obtenidos del archivo de meteo que es la información con la que se parte para calcular la producción de energía. También se incluye la proporción de rendimiento, la cantidad de energía producida por el conjunto fotovoltaico y la energía inyectada a la red de la UCSG en MWh.

Tabla 3. 4: Balance y resultados principales.

Mes	Irrad. horizontal global kWh/m2/mes	Irrad. Global efectiva kWh/m2/mes	E. a la salida del conjunto FV MWh	E. inyectada a la red MWh	Prop. de rend.
Ene.	132,3	117,4	83,6	80,0	0,826
Feb.	122,0	111,6	79,1	75,7	0,827
Mar.	147,0	139,2	98,1	94,0	0,826
Abr.	149,7	147,7	103,7	99,5	0,826
May.	144,3	146,6	103,6	99,4	0,831
Jun.	117,2	119,1	85,1	81,5	0,834
Jul.	123,0	124,1	88,8	85,1	0,837
Ago.	125,2	123,1	88,1	84,4	0,836
Sep.	126,7	121,0	86,5	82,8	0,834
Oct.	98,6	90,6	65,0	61,8	0,827
Nov.	92,3	83,5	59,9	56,9	0,825
Dic.	132,6	117,1	83,5	79,9	0,828
Anual	1510,9	1440,9	1024,9	980,9	0,830

Elaborado por: Autor

La proporción de rendimiento es una cantidad adimensional para comparar el comportamiento de sistemas fotovoltaicos de distintos tamaños. La cantidad de energía producida de un sistema no brinda razones suficientes para señalar que un sistema dado funciona de manera óptima, ya que cabe la

posibilidad de que un sistema de mayor potencia produzca más energía que otro porque tenga mayor potencia instalada pero no porque tenga un alto rendimiento. Este valor suele estar entre 0.6 y 0.8. (Bayod, 2009)

Se define como la relación entre la productividad final Y_f y la productividad de referencia Y_r .

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Donde la productividad final y la productividad de referencia corresponde a:

$$Y_f = \frac{E}{P_o}$$

$$Y_r = \frac{H}{G}$$

Siendo E la energía neta en alterna en kWh, P_o la potencia nominal de los paneles en kWp, H la irradiación global incidente en el plano colector y G la irradiancia de referencia que es $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Sus unidades resultantes son las horas.

Y_f representa las horas que el sistema debe trabajar a potencia nominal de los paneles para producir la energía neta ingresada y Y_r el número de horas que se requiere la irradiancia de referencia para lograr la irradiación global incidente en el plano colector. En base a esto se tiene entonces que:

$$PR = \frac{\frac{980900}{785.4}}{\frac{1504.9}{1}}$$

$$PR = 0.83$$

3.3.1. Efecto en la facturación eléctrica.

La tarifa de la UCSG es comercial en medio voltaje con demanda horaria por lo que el cargo tarifario de la energía eléctrica es distinto en dos franjas horarias como se muestra en la tabla 3.5.

Tabla 3. 5: Cargos tarifarios de energía eléctrica.

Tarifa comercial en medio voltaje con demanda horaria		
Consumo	Cargo tarifario	Unidad
8 am a 10 pm	0,073	USD/kWh-mes
10 pm a 8 am	0,09	USD/kWh-mes
Demanda	4,003	USD/kWh-mes

Elaborado por: Autor.

La producción y consumo de energía eléctrica en las dos franjas horarias durante todo el año se muestra en la tabla 3.6 y 3.7 respectivamente.

Tabla 3. 6: Balance de energía de 10 pm a 8 am.

	22h	23h	24h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h
Ene.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.02	2,1
Feb.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	1,7
Mar.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	2,3
Abr.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.03	2,9
May.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	0.01	3,2
Jun.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.03	2,6
Jul.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0,05	2,3
Ago.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	2,5
Sep.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	0.05	2,8
Oct.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	0,16	2,7
Nov.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	0,14	2,2
Dic.	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	-0.05	0,12	2,7
Anual	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	0,2	30

Elaborado por: Autor.

Tabla 3. 7: Balance de energía de 8 am a 10 pm.

	8h	9h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h
Ene.	5	8	10,5	11,1	11,4	10,8	9,1	6,8	4,3	1,5	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Feb.	4,8	7,7	9,8	10,1	10,2	10	8,7	7	4,8	1,7	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Mar.	6,1	9,1	11,9	12,9	13,1	11,9	11	8,8	5,9	1,8	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Abr.	6,7	10,1	12,3	13,2	13,8	13,3	11,7	9,2	5,6	1,3	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
May.	7,1	10,4	12,9	13,3	14	12,7	11,3	8,8	5,4	1	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Jun.	5,6	8,5	10,8	11	10,7	10,3	9,4	7,3	4,9	1	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Jul.	5,7	8,9	11,2	11,9	12,1	11,1	9,7	7,2	4,5	1,2	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Ago.	5,5	8,2	10,9	11,3	11,7	11,1	9,9	7,8	4,8	1,3	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Sep.	6	8,4	10,4	11,3	11,2	10,8	9,7	7,4	4,4	1	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Oct.	5,1	6,7	7,6	7,7	7,6	8,1	7,5	5,5	3,1	0,6	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Nov.	4,6	6,8	8,4	7,9	7,7	7,3	6	4	2	0,3	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Dic.	6,2	8,8	11,1	10,9	10,5	10,1	8,7	6,5	4	1,1	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05
Anu al	68, 3	101, 8	127, 8	132, 7	133, 9	127, 4	112, 6	86, 3	53, 6	14	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6

Elaborado por: Autor.

Los números positivos representan la generación del sistema fotovoltaico y las cantidades negativas representan el consumo nocturno que tiene el inversor. De esta manera se obtiene la energía neta que sirve para el cálculo de ahorro de energía.

Estas tablas que ofrece PVsyst son de utilidad para conocer el impacto que el sistema fotovoltaico tiene en la facturación eléctrica cuando se cuenta

con cargos tarifarios que varían durante el día. Se calcula el ahorro en el punto de conexión del generador con el sistema de distribución la UCSG, mas no en el punto de conexión de la UCSG con la red pública, por lo que no se toman en cuenta los consumos de la universidad. Para el cálculo se usa la energía neta en ambas franjas horarias obtenida de las tablas 3.6 y 3.7, y se multiplica para el valor del cargo tarifario de la tabla 3.5 que corresponde a cada franja horaria.

Para la franja horaria de 8 am a 10 pm se tiene que la producción del generador en USD en el primer año es de:

$$Ahorro_{8am-10pm} = 956000 \text{ kWh} * 0.09 \frac{USD}{kWh} = USD 86040$$

Para la franja horaria de 10 pm a 8 am el ahorro en el primer año es de:

$$Ahorro_{10pm-8am} = 25400 \text{ kWh} * 0.073 \frac{USD}{kWh} = USD 1854.2$$

Entonces el ahorro total el primer año de operación del generador es de aproximadamente:

$$Ahorro_{total} = 86040 + 1854.2 = USD 87894.2$$

El generador fotovoltaico no producirá lo mismo todos los años de operación, sino que con el pasar de los años este sufre un desgaste y pérdida de eficiencia. Se estima que esta pérdida ronda el 0.5 y 1% anual, aplicando el peor escenario, es decir, una degradación anual del 1% al sistema y suponiendo el mismo cargo tarifario de la energía se estima que la producción al finalizar los 25 años de operación es de aproximadamente USD 1.9 millones como se muestra en la tabla 3.8. Además, se muestra la estimación de la producción en USD en cada año.

Tabla 3. 8: Producción en USD por año.

Año	Degradación anual	Producción por año en USD
1	1,00	87894,2
2	0,99	87015,258
3	0,98	86136,316
4	0,97	85257,374
5	0,96	84378,432
6	0,95	83499,49
7	0,94	82620,548
8	0,93	81741,606
9	0,92	80862,664
10	0,91	79983,722
11	0,90	79104,78
12	0,89	78225,838
13	0,88	77346,896
14	0,87	76467,954
15	0,86	75589,012
16	0,85	74710,07
17	0,84	73831,128
18	0,83	72952,186
19	0,82	72073,244
20	0,81	71194,302
21	0,80	70315,36
22	0,79	69436,418
23	0,78	68557,476
24	0,77	67678,534
25	0,76	66799,592
TOTAL		1933672,4

Elaborado por: Autor.

Este valor solo representa un concepto de la planilla que es el consumo de la energía por demanda horaria. En este tipo de tarifa también incluye un concepto por demanda facturable y se calcula en función a la demanda máxima de los últimos doce meses. Mientras mayor sea la demanda máxima, mayor es el valor de la demanda facturable. El generador fotovoltaico puede ayudar a recortar esos picos de demanda que se dan durante el día y rebajar la demanda facturable.

3.3.2. Efecto en las emisiones de CO₂ al ambiente.

Para calcular las emisiones de CO₂ que se evitan al producir energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos se necesita conocer la producción de energía estimada, el tiempo de vida de la instalación, y las LCE de la red y del sistema fotovoltaico.

LCE (Life Cycle Emissions) representa las emisiones de CO₂ relacionadas a un componente. Las emisiones del ciclo de vida de la red representan las emisiones de CO₂ generadas para producir una unidad de energía. Por otro lado, las emisiones de CO₂ del sistema fotovoltaico representan las emisiones generadas durante la fabricación de los componentes del sistema fotovoltaico.

PVsyst toma como referencia para las LCE de la red los datos publicados por la International Energy Agency (AEI) por país en gCO₂/kWh. Para el caso de Ecuador este valor es 319 gCO₂/kWh.

Para las LCE del sistema fotovoltaico el software ingresa valores obtenido de bases de datos de instituciones dedicadas a estudiar la huella de carbono. Los valores ingresados se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3. 9: LCE del sistema fotovoltaico.

ITEM	LCE kgCO ₂ /Ud.	CANTIDAD Ud.	SUBTOTAL tCO ₂
Módulos	942,00	1428,00	1345,17
Soporte	2,13	1428,00	3,04
Inversores	485,00	2,00	0,97
TOTAL			1349,18

Elaborado por: Autor.

Una vez que se conocen todos los valores se procede a calcular en base a la siguiente formula:

$$ton\ de\ CO_2 = E_d * t_c * LCE_{red} - LCE_{FV}$$

Donde E_d es la energía anual del generador con una degradación anual del 1%, t_c es el tiempo de vida del proyecto, LCE_{red} las LCE de la red y LCE_{FV} las LCE del sistema fotovoltaico.

Se realiza el cálculo completo a través de la tabla 3.10. Se aplica el 1% de degradación anual a la generación energía en cada uno de los años, luego es multiplicado por las LCE_{red} que dan como resultado las emisiones evitadas por año. Estas emisiones no son constantes, sino que varían año a año porque dependen de la producción de energía y de si existe una variación en las LCE de la red dentro de los años de operación del sistema. De esta manera la operación del sistema fotovoltaico en 25 años evitaría un total aproximado de 6884 toneladas de CO_2 . Sin embargo, esta no es la cantidad real de ahorro, sino la diferencia entre el valor anterior y las LCE del sistema fotovoltaico.

Tabla 3. 10: Balance de carbono.

Año	Degradación anual	Energía anual kWh	LCE de la red tCO2/kWh	Toneladas de CO2 evitadas por año	Balance de CO2 en toneladas
0					-1349,18
1	1,00	980900	0,000319	312,907	-1036,27
2	0,99	971091	0,000319	309,778	-726,49
3	0,98	961282	0,000319	306,649	-419,85
4	0,97	951473	0,000319	303,520	-116,33
5	0,96	941664	0,000319	300,391	184,06
6	0,95	931855	0,000319	297,262	481,33
7	0,94	922046	0,000319	294,133	775,46
8	0,93	912237	0,000319	291,004	1066,46
9	0,92	902428	0,000319	287,875	1354,34
10	0,91	892619	0,000319	284,745	1639,08
11	0,90	882810	0,000319	281,616	1920,70
12	0,89	873001	0,000319	278,487	2199,19
13	0,88	863192	0,000319	275,358	2474,54
14	0,87	853383	0,000319	272,229	2746,77
15	0,86	843574	0,000319	269,100	3015,87
16	0,85	833765	0,000319	265,971	3281,85
17	0,84	823956	0,000319	262,842	3544,69
18	0,83	814147	0,000319	259,713	3804,40
19	0,82	804338	0,000319	256,584	4060,98
20	0,81	794529	0,000319	253,455	4314,44
21	0,80	784720	0,000319	250,326	4564,76
22	0,79	774911	0,000319	247,197	4811,96
23	0,78	765102	0,000319	244,068	5056,03
24	0,77	755293	0,000319	240,938	5296,97
25	0,76	745484	0,000319	237,809	5534,78
				6883,956	

Elaborado por: Autor.

En conclusión, con una operación de 25 años del sistema fotovoltaico en cuestión se evita la emisión de aproximadamente 5534 toneladas de CO_2 como se muestra en el último año de la tabla 3.10.

El balance de CO_2 año a año se puede graficar tal como se muestra en la figura 3.22, desde el año cero cuando aún no opera el sistema, pero ya se fabricaron los equipos por lo tanto corresponde a las LCE del sistema fotovoltaico, hasta el año 25 cuando expira el certificado de calificación de la fuente distribuida otorgado por la empresa distribuidora.

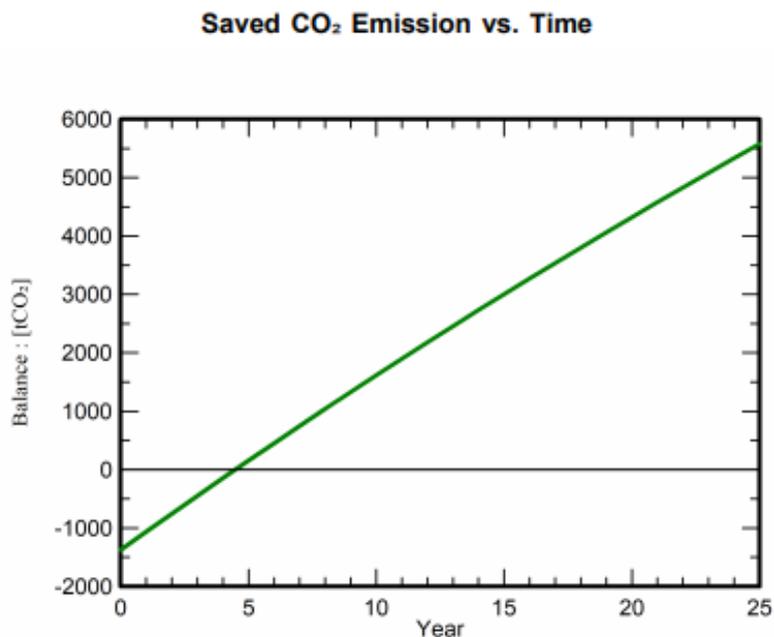


Figura 3. 22: Gráfica de balance de carbono vs. tiempo.
Elaborado por: Autor.

3.4. Diagrama unifilar y especificaciones de la instalación.

En esta sección se detallan las especificaciones de la instalación eléctrica tanto del lado de corriente continua como del lado de corriente alterna en baja y media tensión. Estas especificaciones se muestran gráficamente en el diagrama unifilar.

3.4.1. Lado de AC BT.

El transformador seleccionado es un tipo seco encapsulado elevador de 350 V a 13.8 kV de capacidad nominal de 630 kVA. Cuenta con dos bobinados secundarios aislados entre sí para la operación en paralelo de los dos inversores de 315 kW. Estos inversores requieren de una conexión flotante por lo que la conexión del transformador seleccionada es delta en el lado de baja y estrella con neutro aterrizado en el lado de alta.



Figura 3. 23: Transformador encapsulado tipo seco.
Fuente: ABB.

El cableado en el lado de baja es dos ternas de tres cables THHN de 300 MCM para cada inversor, la protección para estos es un interruptor automático de caja moldeada de 3 polos 600 A para cada uno ya que la corriente máxima del inversor es 560 A y su corriente nominal 520 A.

$$I = \frac{315000}{\sqrt{3} * 350} = 519.62 * 1.25 = 649.52 \text{ A}$$

3.4.2. Lado de AC MT.

La IEEE 1547 recomienda medición y monitoreo de fuentes distribuidas mayores a 250 kVA en el punto de conexión del generador al sistema eléctrico local mas no en el punto conexión del sistema eléctrico local con la red pública. Para la medición y protección el lado de alta del transformador se conecta a unas celdas de MT secundarias aisladas en aire de la marca ABB modelo UniSEC. Estarán conformadas por:

- Una celda de protección con seccionador e interruptor automático.
- Una celda de medida.

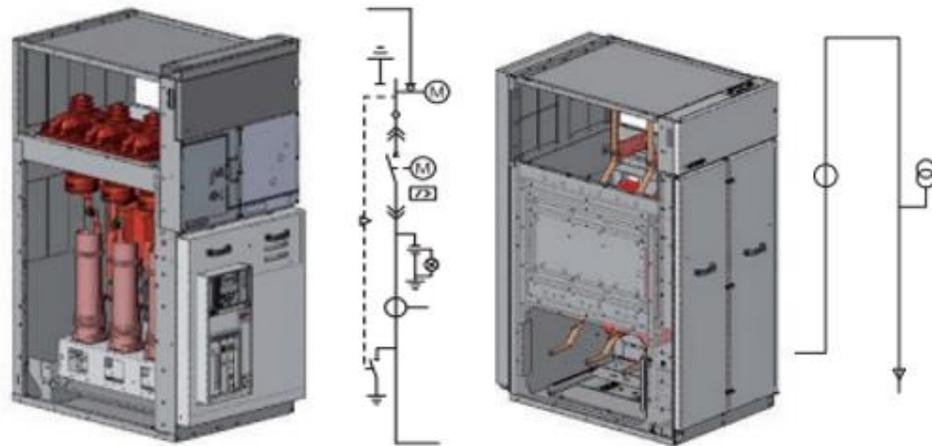


Figura 3. 24: Celdas de MT.
Fuente: ABB.

Las especificaciones de las celdas de media tensión y del conductor dependen en medida de la potencia de cortocircuito en MVA del punto de conexión a la red proporcionado por la empresa eléctrica distribuidora.

3.4.3. Lado de DC.

El cableado de las cadenas se calcula con la corriente de cortocircuito de los paneles de forma que los conductores tengan una ampacidad de 125% de esta corriente:

$$I = 13.98 * 1.25 = 17.48 \text{ A}$$

Por lo tanto, el conductor para las cadenas es 12 AWG, y estas se conectan a tableros combinadores de cadena (string combiner) que cuentan con una protección principal, fusibles de 15 A para cada cadena y protección contra sobretensiones. Tiene una capacidad de 100 A y se distribuyen doce por todo el sistema fotovoltaico. Se conectan siete cadenas a cada combinador.



Figura 3. 25: Combinador de cadenas de 1000 VDC.
Fuente: ABB.

El alimentador de este tablero debe soportar el 125% de la suma de las cadenas.

$$I = 13.98 * 7 * 1.25 = 122.33 \text{ A}$$

$$\Delta V = \frac{2 * L}{56 * S} * I$$

$$\Delta V = \frac{2 * 60}{56 * 33.66} * 98 = 6.23 \text{ V}$$

El conductor seleccionado para el alimentador de los combinadores de cadena es 2 AWG ya que su ampacidad es aproximadamente 115 A y a 60 metros tiene caídas de tensión permisibles.

Estos alimentadores se conectan a los cuadros principales en DC. Estos están equipados con su protección principal, protección contra sobretensiones y equipos de medición. El alimentador al inversor y su protección deber tener una capacidad de aproximadamente:

$$I = 13.98 * 42 * 1.25 = 733.95 \text{ A}$$

Para esta se corriente se selecciona dos ternas de dos cables para el positivo y el negativo de 350 MCM y la protección individual del inversor es dos polos 630 A ya que la corriente máxima de inversor es 615 A.

3.4.4. Sistema de puesta a tierra.

Se conectan a tierra todas las partes metálicas de la instalación como las carcasas del inversor y su negativo, los marcos de paneles fotovoltaicos, las carcasas de las celdas de MT y del transformador, así como también las protecciones de sobretensión del lado de los paneles, inversor y lado de alta del transformador.

Se requiere de una malla de tierra debajo del centro de transformación para evitar gradientes de potencial en caso de presentarse fallas a tierra. La puesta a tierra de servicio del neutro del transformador en el lado de alta debe estar separada de la tierra de protección.

La instalación del sistema de puesta a tierra depende de la medición de resistividad del terreno aledaño a la instalación.

3.4.5. Diagrama unifilar.

El diagrama que se muestra en la figura 3.26 plasma la interconexión eléctrica de los diferentes componentes y toma en consideración los cálculos realizados en las secciones anteriores correspondientes a los lados de corriente continua y alterna.

3.5. Costo de inversión de los equipos.

En esta sección se realiza una estimación de los costos de los equipos más importantes. Para ciertos equipos con disponibilidad en nuestro mercado se toma como referencia valores nacionales y para otros casos se toma como referencia precios de páginas web internacionales debido a la falta de información acerca de los equipos seleccionados para el proyecto en el mercado nacional. Cabe recalcar que esta estimación no incluye costos de materiales, mano de obra u otros gastos como transporte, impuestos, etc.

La estimación realizada se muestra en la tabla 3.11. Esta brinda una idea para aproximarnos al año de amortización del proyecto planteado.

Tabla 3. 11: Estimación de costos de equipos.

Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Paneles mono 550 Wp	1428	\$ 250,00	\$ 357.000,00
Inversores 315 kW	2	\$ 8.000,00	\$ 16.000,00
Transformador 630 kVA	1	\$ 18.000,00	\$ 18.000,00
Celda MT de medición	1	\$ 3.200,00	\$ 3.200,00
Celda MT de protección	1	\$ 5.300,00	\$ 5.300,00
Combinador de cadenas	12	\$ 680,00	\$ 8.160,00
Cuadro principal DC	2	\$ 1.250,00	\$ 2.500,00
Soportes de 8 paneles	179	\$ 290,00	\$ 51.910,00
Total			\$ 462.070,00

Elaborado por: Autor.

Capítulo 4: Conclusiones y recomendaciones

4.1. Conclusiones.

En este trabajo de investigación se diseñó un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG aprovechando la gran superficie con la que cuenta para generar un ahorro en la facturación eléctrica, y además dejar un impacto positivo en el medio ambiente generando energía limpia.

A través del análisis de la normativa vigente de generación distribuida en el país, se concluye que el diseño y dimensionamiento cumple con lo estipulado en la regulación para autoabastecimiento de la ARCERNNR, además de seguir especificaciones de los fabricantes de los equipos y recomendaciones establecidas en la norma IEEE 1547 con la finalidad de que el sistema opere de manera segura y estable.

El empleo de herramientas tecnológicas como PVsyst facilita tareas de diseño de sistemas fotovoltaicos y permite la construcción de instalaciones más eficientes a través un minucioso estudio de factores y parámetros detallados por el usuario, y posteriormente un análisis de sus resultados.

Finalmente, con el análisis de ahorro por facturación eléctrica se concluye que este sistema fotovoltaico genera un impacto positivo, ya que permite el ahorro en 25 años de aproximadamente USD 1.9 millones en energía eléctrica sin tomar en cuenta el costo que representa la inversión del proyecto y considerando el mismo cargo tarifario todos los años. Además, el análisis del balance de carbono deja un saldo a favor de aproximadamente 5500 toneladas de CO₂ que se evitan liberar al medio ambiente.

4.2. Recomendaciones.

Para conocer aproximadamente la amortización de este sistema fotovoltaico se recomienda realizar cotizaciones de los equipos a sus respectivos fabricantes y un análisis de precios unitarios de la instalación de manera que se pueda determinar el verdadero ahorro al usuario y no solamente en la facturación eléctrica.

Con la entrada en operación de la subestación eléctrica es imperante conocer la probabilidad de que se genere un flujo de potencia inverso en el transformador de potencia producto de la generación del sistema fotovoltaico. A pesar de que en base a los altos consumos que se detallan en las planillas es poco probable la formación de este fenómeno, se recomienda realizar un estudio de carga en el día con menos demanda del predio y así descartar con evidencias esta posibilidad.

Para mantener en buen funcionamiento y que los resultados de simulación se aproximen a la realidad, se recomienda diseñar un plan de mantenimiento que se encargue del lavado de los paneles solares, de la revisión y aprietes de conexiones, revisión de puestas a tierra y limpieza del inversor y demás equipos que se encuentra en el centro de transformación.

ANEXOS

1. Datasheet de paneles Longi Solar 550 W.

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 525~550M

21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

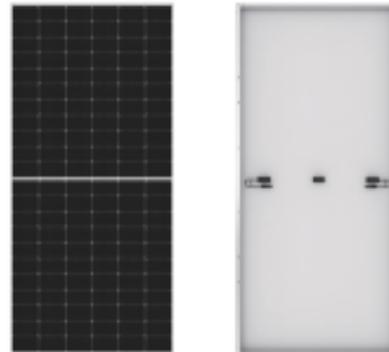
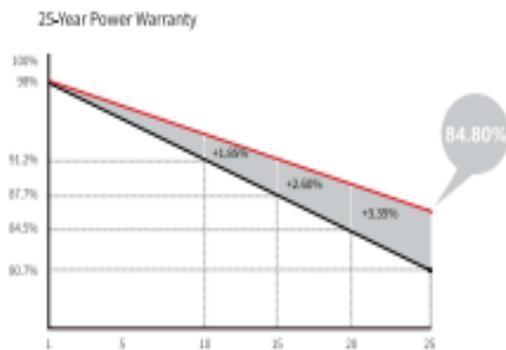
0~+5W
POWER
TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

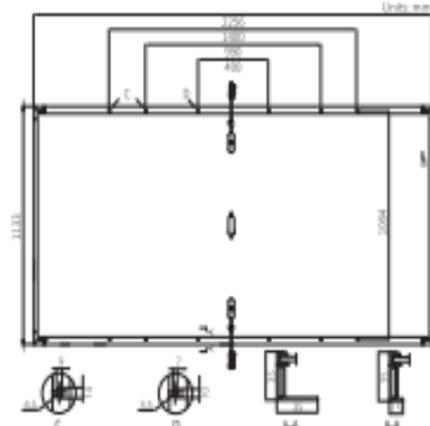
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	P68, three diodes
Output Cable	4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 150pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C Test conditions for Pmax: ±2%

	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (P _{max} /W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	± 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class I
Fire Rating	UL type 1 or 2

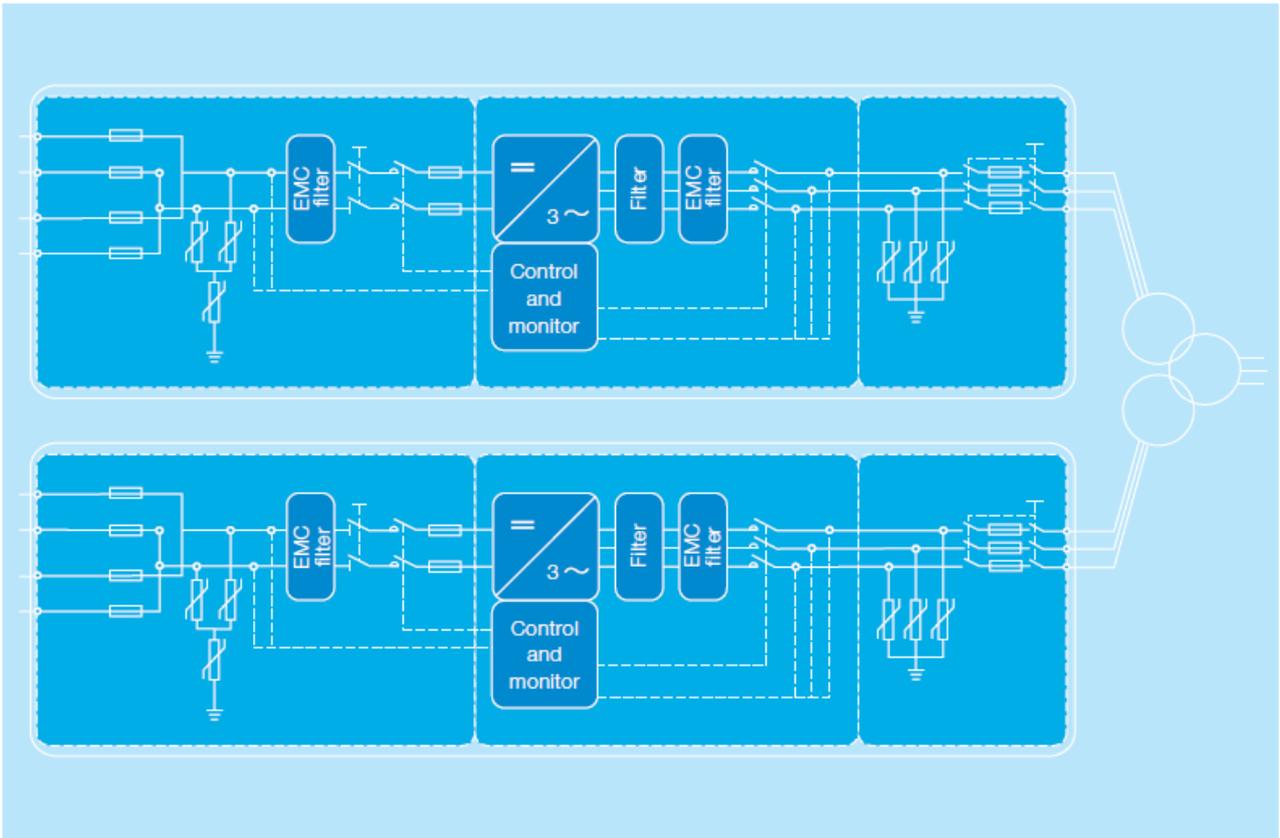
Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C

2. Diseño de inversor ABB PVS800.



3. Especificaciones técnicas del inversor.

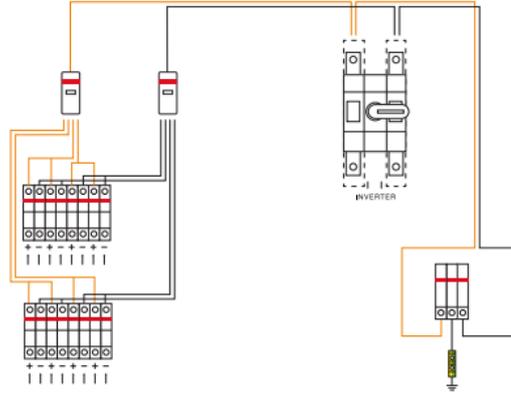
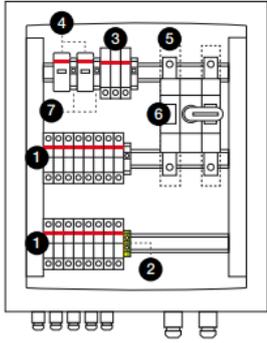
Technical data and types

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Input (DC)							
Maximum input power ($P_{PV, max}$) ¹⁾	120 kWp	300 kWp	378 kWp	600 kWp	756 kWp	1050 kWp	1200 kWp
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{max, DC}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{max, DC}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	1 (+/-) / 4 2)	2, 4, 8 (+/-)	2, 4, 8 (+/-)	4, 8, 12 (+/-)	4, 8, 12 (+/-)	8, 12, 16 (+/-)	8, 12, 16 (+/-)
Output (AC)							
Nominal power ($P_{N(AC)}$) ³⁾	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ⁴⁾	100 kW	250 kW	345 kW	500 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at $\cos\phi = 0.95$ ³⁾	96 kW	240 kW	300 kW	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current ($I_{N(AC)}$)	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage ($U_{N(AC)}$) ⁵⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency							
Maximum ⁸⁾	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁸⁾	97.5%	97.6%	98.%	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption							
Own consumption in operation	310 W	310 W	310 W	520 W	520 W	630 W	630 W
Standby operation consumption	60 W	60 W	60 W	70 W	70 W	45 W	45 W
External auxiliary voltage ⁹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight							

Technical data and types

Type designation	-0100kW-A	-0250kW-A	-0315kW-B	-0500kW-A	-0630kW-B	-0875kW-B	-1000kW-C
PVS800-57	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Environmental limits							
Degree of protection	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42
Ambient temp. range (nom. ratings) ¹¹⁾	-15 to +40 °C	-15 to +40 °C	-15 to +45 °C	-15 to +40 °C	-15 to +45 °C	-15 to +50 °C	-15 to +50 °C
Maximum ambient temperature ¹²⁾	+50 °C	+50 °C	+55 °C	+50 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Relative humidity, not condensing	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%
Maximum altitude (above sea level) ¹³⁾	2000m ¹⁴⁾	2000m ¹⁴⁾	2000m ¹⁴⁾	2000m ¹⁴⁾	2000m ¹⁴⁾	4000m	4000m
Maximum noise level	75 dBA	75 dBA ¹⁵⁾					
Maximum air flow of the inverter section	1300 m ³ /h	2500 m ³ /h	2500 m ³ /h	5000 m ³ /h	5000 m ³ /h	7950 m ³ /h	7950 m ³ /h
Protection							
Ground fault monitoring ¹⁶⁾	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Grid monitoring	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Anti-islanding	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
DC reverse polarity	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC short circuit and over current	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC over voltage and temperature	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
User interface and communications							
Local user interface	ABB local control panel						
Analog inputs/outputs	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Digital inputs/relay outputs	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1
Fieldbus connectivity	Modbus, PROFIBUS, Ethernet						
Product compliance							
Safety and EMC	CE conformity according to LV and EMC directives						
Certifications and approvals ¹⁷⁾	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, Golden Sun, BDEW, GOST, AS						
Grid support and grid functions	Reactive power compensation ¹⁸⁾ , Power reduction, LVRT, Anti-islanding						

4. Esquema del combinador de cadenas sin monitoreo.



- 1 Fuse holder
- 2 Terminal block M35 PE
- 3 Surge protection OVR QS
- 4 Stop BAM3
- 5 Shroud for OTDC
- 6 Switch disconnect OTDC250E11K
- 7 Distribution block DBL160

Bibliografía

- Aguilar, J. (2014). *Electrónica aplicada a los sistemas fotovoltaicos*. Jaén: Universidad de Jaén.
- ARCERNNR. (2021). *Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica*. Quito.
- Bayod, Á. (2009). *Energías renovables: Sistemas fotovoltaicos*. Zaragoza: Prensas universitarias de Zaragoza.
- Boylestad, R., & Nashelsky, L. (2009). *Electrónica: Teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. Pearson.
- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A., & Castro, M. (2009). *Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. Madrid: Pearson.
- Cholota, V. (2014). *Impacto de la generación distribuida en redes de distribución, aplicación central hidroeléctrica Mira*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Cuestas, L. (2012). *Diseño de un seguidor de punto máximo de potencia*. Paraná: Universidad Tecnológica Nacional.
- Durgarao, R., Srinivas, K., & Nagendra, K. (2020). *Intelligent solar inverter & STATCOM control for PV farm connectivity with PSO algorithm*.
- Fernández, Á. (2011). *Impact of distributed generation on distribution system*. Aalborg: Aalborg University.

- IEEE Standards Coordinating Committee 21. (2007). *IEEE Guide for monitoring, information exchange, and control of Distributed Resources interconnected with Electric Power Systems*. Nueva York.
- IEEE Standards Coordinating Committee 21. (2009). *IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. Nueva York.
- IEEE Standards Coordinating Committee 21. (2013). *IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*. Nueva York.
- IEEE Standards Coordinating Committee 21. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. Nueva York.
- IRENA. (2019). *Future of solar photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Ormaechea, C. (2012). *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
- Ross, M. A., Rossati, E. A., & Soto, W. A. (2019). *Estudio de captación de radiación solar en instalaciones fotovoltaicas*. Santa Fé: Universidad Tecnológica Nacional de la República de Argentina.
- Tobajas, C. (2018). *Energía solar fotovoltaica*. Cano Pina.



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Villamar Lam, Jerson Alberto** con C.C: # 092414486-8 autor del Trabajo de Integración Curricular: **Diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG**, previo a la obtención del título de **INGENIERO EN ELECTRICIDAD** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 3 de marzo del 2022

f. _____  _____

Nombre: Villamar Lam, Jerson Alberto

C.C: 092414486-8



Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG		
AUTOR(ES)	Villamar Lam, Jerson Alberto		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	M. Sc. Zamora Cedeño, Néstor Armando		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	3 de marzo del 2022	No. DE PÁGINAS:	82
ÁREAS TEMÁTICAS:	Energías Renovables, Generación distribuida		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	ENERGÍA SOLAR, GENERACIÓN DISTRIBUIDA, SISTEMAS FOTOVOLTAICOS		
RESUMEN/ABSTRACT:	<p>Este trabajo de investigación aborda el diseño de un sistema fotovoltaico como fuente distribuida en el campus de la UCSG como alternativa para reducir la alta facturación eléctrica que presentan sus instalaciones, y a su vez, colaborar con el medio ambiente generando energía limpia para el autoabastecimiento de la universidad. Se recopiló información acerca del consumo eléctrico actual de las instalaciones mediante las planillas de servicio eléctrico y se tomó a consideración lo estipulado en el marco normativo de generación distribuida para autoabastecimiento vigente de la ARCERNR. Para el diseño del sistema fotovoltaico se empleó la herramienta virtual PVsyst que es una herramienta virtual que permite simular diseños de sistemas fotovoltaicos ya sean para proyectos conectados a la red, aislados o para aplicaciones de bombeo. A través de los resultados de simulación arrojados por el software y su respectivo análisis se determinó el impacto positivo que deja el empleo de este generador en la facturación eléctrica de la UCSG y en las emisiones de CO2 liberadas al ambiente.</p>		
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-9-98337002	E-mail: jvillamarl@outlook.es	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Nombre: Palacios Meléndez, Edwin Fernando		
	Teléfono: +593-9-67608298		
	E-mail: edwin.palacios@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			