

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA  
CENTRAL FOTOVOLTAICA PARA AUTOABASTECIMIENTO DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL EDIFICIO DE LA PLATAFORMA  
GUBERNAMENTAL SUR DE DESARROLLO SOCIAL**

**DISEÑO DE LOS COMPONENTES Y SIMULACIÓN ENERGÉTICA  
DEL PROYECTO DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
ELECTRICIDAD**

**CRISTIAN JAVIER FLORES PIÑA**

**cristian.flores01@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: DR. GABRIEL BENJAMIN SALAZAR YEPEZ**

**gabriel.salazar@epn.edu.ec**

**DMQ, Abril 2024**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, Cristian Javier Flores Piña declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

**CRISTIAN JAVIER FLORES PIÑA**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Cristian Javier Flores Piña, bajo mi supervisión.

**GABRIEL SALAZAR YEPEZ**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

CRISTIAN JAVIER FLORES PIÑA

DR. GABRIEL SALAZAR Y.

## **DEDICATORIA**

A mi querida Estefany, deseo expresar todo lo que significas para mí y cómo has sido mi inspiración a lo largo de esta travesía académica. Cada noche de estudio, cada sacrificio, tenía un propósito más allá de mí mismo: ofrecerte un ejemplo de perseverancia y enseñarte que el esfuerzo siempre rinde frutos. Cada paso que he dado ha estado guiado por el amor que siento por ti y por mi deseo de brindarte un futuro lleno de posibilidades. Quiero que sepas que eres mi mayor logro y mi mayor motivación. Cada página escrita, cada descubrimiento alcanzado, lleva tu esencia impregnada en ellas. Tú eres mi inspiración constante y la razón por la que nunca me rindo.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios. En cada paso de mi camino, Él ha sido mi guía, mi fortaleza y mi consuelo. Su amor incondicional y su gracia infinita me han sostenido en los momentos más difíciles y me han dado la fuerza para seguir adelante. Agradezco por las oportunidades que me ha brindado, por la sabiduría para superar los obstáculos y por la fe que me ha dado para creer en mí mismo.

A mamá y papá, no tengo palabras suficientes para expresar cuánto les agradezco. Ustedes han sido mi apoyo incondicional desde el primer día. Su amor, su dedicación y su sacrificio han sido la base sobre la cual he construido mi éxito. Gracias por creer en mí, por alentarme en cada paso del camino y por brindarme todo lo que necesitaba para alcanzar mis metas. Su amor y orientación han sido fundamentales en mi formación como persona y como profesional.

A Fernanda, mi compañera de vida. Tu presencia ha iluminado mi camino, llenándolo de felicidad, amor y apoyo incondicional. Has sido mi roca, mi confidente y mi compañera en cada paso de esta travesía. Agradezco profundamente tu paciencia y comprensión durante las largas horas de estudio y las ausencias que esta etapa ha exigido. Tu apoyo inquebrantable me ha dado la tranquilidad necesaria para concentrarme en mis metas y lograr lo que me he propuesto. Gracias por ser mi compañera de vida, por amarme tal como soy y por estar a mi lado en cada paso del camino.

No puedo dejar de mencionar a mi director, quien ha sido una figura clave en mi proceso de investigación. Su orientación experta, su conocimiento profundo y su apoyo constante han sido invaluable para el éxito de mi tesis. Gracias por su paciencia, por brindarme su tiempo y por compartir su experiencia conmigo. Sus consejos y retroalimentación han sido fundamentales para enriquecer mi trabajo y mi crecimiento académico. Estoy profundamente agradecido por su compromiso y dedicación a mi proyecto.

Por último, quiero agradecer a la Escuela Politécnica Nacional que me ha brindado la oportunidad de perseguir mis estudios. Agradezco a todos los profesores, personal administrativo y compañeros de clase que han contribuido a mi desarrollo académico y personal. Esta institución ha sido un entorno enriquecedor donde he adquirido conocimientos, habilidades y amistades duraderas. Agradezco por las instalaciones, los recursos y las oportunidades que me han brindado. Estoy orgulloso de ser parte de esta comunidad y siempre llevaré conmigo los valores y enseñanzas que he recibido.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VIII
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO .....	1
1.1. Objetivo general .....	2
1.2. Objetivos específicos .....	2
1.3. Alcance .....	3
1.4. Marco teórico .....	3
1.4.1. Introducción a los sistemas fotovoltaicos.....	3
1.4.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	4
1.4.3. Funcionamiento del sistema fotovoltaico .....	6
1.4.3.1. Efecto fotovoltaico .....	6
1.4.3.2. Células solares.....	6
1.4.4. Energía solar .....	7
1.4.4.1. Irradiación solar.....	7
1.4.5. Componentes de un sistema fotovoltaico .....	9
1.4.5.1. Paneles o módulos fotovoltaicos .....	9
1.4.5.2. Inversores.....	10
1.4.5.3. MPPT .....	10
1.4.5.4. Estructuras de soporte .....	11
1.4.5.5. Dispositivos de protección en DC y AC.....	12
1.4.5.6. Cajas de conexión (stringbox).....	13
1.4.5.7. Cableado en AC y DC .....	13
1.4.6. Software PVsyst.....	13
2. METODOLOGÍA .....	15
2.1. Dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico.....	15
2.2. Simulación energética de la central fotovoltaica – Software PVsyst .....	20

2.2.1. Parámetros principales .....	20
2.2.2. Autoconsumo .....	26
2.2.3. Sombreado 3D .....	27
2.3. Cálculo de voltaje y corriente en arreglos .....	31
2.4. Diseño de los componentes del sistema fotovoltaico .....	32
2.4.1. Dimensionamiento del cableado .....	32
2.4.2. Dimensionamiento de los dispositivos de protección, maniobra y medición .....	35
2.4.3. Diseño de puesta a tierra .....	40
2.4.4. Medidor de energía bidireccional .....	44
2.4.5. Estructuras de soporte .....	44
3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	46
3.1. Resultados del diseño de los componentes del sistema .....	46
3.2. Resultados de la simulación energética .....	51
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	58
4.1. Conclusiones .....	58
4.2. Recomendaciones .....	59
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	60
6. ANEXOS .....	62
ANEXO I. Características JKM585M-7RL4-V .....	63
ANEXO II. Características SUN2000-185KTL-H1 .....	65
ANEXO III. Ubicación de paneles .....	67
ANEXO IV. Dimensiones edificio principal .....	68
ANEXO V. Dimensiones edificio secundario .....	69
ANEXO VI. Tabla de conductores .....	70
ANEXO VII. Longitud del cableado .....	72
ANEXO VIII. Diagrama Unifilar de conexión de protecciones .....	74
ANEXO IX. Características de la estructura de soporte .....	75
ANEXO X. Informe de PVsyst .....	77

## RESUMEN

El presente trabajo de integración curricular (TIC) consiste en el diseño de los componentes y simulación energética del proyecto de autoconsumo fotovoltaico que permita autoabastecer de energía eléctrica al edificio de la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social con sede en Quito-Ecuador.

El diseño y la simulación desarrollados permiten realizar un enfoque para solventar gran parte de la energía eléctrica consumida por esta construcción. Mediante los datos de energía consumida se realizan los cálculos de los componentes de una planta fotovoltaica, empezando por la selección de los paneles fotovoltaicos e inversores debido a que son los encargados de obtener la potencia requerida. El planteamiento de diseño se realiza cumpliendo con estándares internacionales que proporcionan directrices y normas para asegurar la seguridad, eficiencia y calidad de estos sistemas.

Además, mediante el software computacional PVsyst se realiza la simulación fotovoltaica que permite corroborar los componentes diseñados. Los resultados obtenidos de la simulación para un periodo de estudio de 25 años establecen una vista general de la viabilidad técnica del proyecto.

**PALABRAS CLAVE:** autoconsumo, sistema fotovoltaico, simulación fotovoltaica, PVsyst.

## **ABSTRACT**

The present Curricular Integration Work (CIW) consists of the design of the components and energy simulation of the photovoltaic self-consumption project that allows self-supply of electrical energy to the building of the Government Platform for Social Development located in Quito, Ecuador.

The design and simulation developed allow an approach to solving a large part of the electrical energy consumed by this building. Through the data of energy consumed, the calculations of the components of a photovoltaic plant are made, starting with the selection of the photovoltaic panels and inverters because they oversee obtaining the required power. The design approach is carried out in compliance with international standards that provide guidelines and norms to ensure the safety, efficiency and quality of these systems.

In addition, using the PVsyst computer software, a photovoltaic simulation is conducted, which allows the corroboration of the designed components. The results obtained from the simulation for a study period of 25 years establish an overview of the technical feasibility of the project.

**KEYWORDS:** self-consumption, photovoltaic system, photovoltaic simulation, PVsyst.

# 1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

En Ecuador a partir del 2018, la regulación Nro. ARCERNNR 001/21 se menciona las circunstancias para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica ( $\mu$ SFV). Está dirigido a empresas distribuidoras y clientes regulados que decidan instalar sistemas de microgeneración fotovoltaica de media tensión y/o baja tensión con una capacidad nominal instalada de hasta 100kW, operando en sincronía con la red, previo a su cumplimiento. una red que consume su propia producción en sus propias instalaciones y que aporta excedentes finales a la red de distribución en el caso de que [1].

Se tiene en vigencia la regulación Nro. ARCERNNR 001/21 determina el procedimiento de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basados en energías renovables para el autoabastecimiento de consumidores regulados [1].

La Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social, con sede en Quito, no cuenta con un sistema de autogeneración fotovoltaica en su edificio. Para ejemplificar un sistema de autogeneración se requiere diseñar, modelar y simular todos los componentes de la central fotovoltaica.

Hay dos tipos de instalaciones permitidas. La primera, instalación asilada (sin conexión a la red). Bajo esta instalación no hay restricción alguna y el usuario puede instalar la potencia que requiera para su demanda. Esta instalación es ideal para hogares.

Como segunda opción se presenta el autoabastecimiento, aquí se presentan dos modalidades: por autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica hasta 1 megavatio (MW); o a través de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación de hasta 1 MW [1].

De manera general, una central fotovoltaica se compone de módulos fotovoltaicos, reguladores de carga, inversores y baterías [2]. El módulo fotovoltaico es el elemento primordial de la instalación; consta de una serie de paneles solares fotovoltaicos que están conectados eléctricamente. La matriz fotovoltaica solar genera electricidad de corriente continua a partir de la luz solar [3].

Con lo mencionado anteriormente, este componente obtendrá un diseño, con detalle, de los componentes necesarios para la instalación de una central fotovoltaica para

autoabastecimiento de energía eléctrica de la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social, por lo que se modelará y simulará la central fotovoltaica conectada a la red de distribución.

Además, las simulaciones se realizarán utilizando el software PVsyst, que permite la exploración, simulación y análisis de datos completos de sistemas solares fotovoltaicos. El software determina las dimensiones de la planta en función de la radiación solar recibida en obra gracias a su base de datos meteorológica, que proporciona un diseño 3D, teniendo en cuenta proyecciones de sombras, simulando el movimiento del sol durante el día. [4].

## **1.1. Objetivo general**

Diseñar y simular una central fotovoltaica para La Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social con sede en Quito.

## **1.2. Objetivos específicos**

Cabe mencionar que este es el segundo tomo del trabajo desarrollado, por ende, los objetivos específicos se presentan acorde al plan aprobado pero enfocado en el presente tomo.

1. Dimensionar la planta fotovoltaica para autoconsumo de La Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social sobre la base de los consumos históricos y los lineamientos dados en la Regulación Nro. ARCERNNR 001/21.
2. Determinar los componentes de una instalación fotovoltaica para autoconsumo con conexión a la red de suministro.
3. Diseñar cada uno de los componentes de una central fotovoltaica para autoabastecimiento.
4. Modelar y simular el diseño de los componentes de la central fotovoltaica con un software especializado.

### **1.3. Alcance**

El presente trabajo de integración curricular presentará una metodología para dimensionar todos los elementos de una central fotovoltaica que permita el autoabastecimiento de la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social considerando los consumos históricos y efectuando los lineamientos de la Regulación Nro. ARCERNNR 001/21.

Con el dimensionamiento realizado se determinarán los componentes necesarios para una hipotética instalación fotovoltaica para autoconsumo considerando los componentes disponibles en el mercado.

Una vez que se hayan determinado los componentes se presentará una metodología de diseño de la planta fotovoltaica en base a los lineamientos regidos en la Regulación Nro. ARCERNNR 001/21.

El diseño realizado se modelará y simulará en un software especializado que permita incluir todos los factores que se han tenido en cuenta para un diseño óptimo para una planta de generación fotovoltaica, y se presentará un informe técnico que permita demostrar la veracidad de la tecnología propuesta.

### **1.4. Marco teórico**

En esta sección del documento se presenta una introducción a los sistemas fotovoltaicos, los tipos de sistemas fotovoltaicos, su funcionamiento y una breve descripción de los componentes de los sistemas fotovoltaicos.

#### **1.4.1. Introducción a los sistemas fotovoltaicos**

Los sistemas fotovoltaicos convierten la luz solar directamente en electricidad. Están formados por células fotovoltaicas, que son dispositivos que convierten la energía luminosa en electricidad. Cuando la luz solar incide en una celda fotovoltaica, los fotones de la luz solar liberan electrones de los átomos en el material semiconductor. Estos electrones fluyen a través de la celda, creando una corriente eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden utilizar para generar electricidad para hogares, empresas y otros edificios. Los sistemas fotovoltaicos son una fuente de energía limpia y renovable que no produce emisiones. Se están volviendo cada vez más populares como

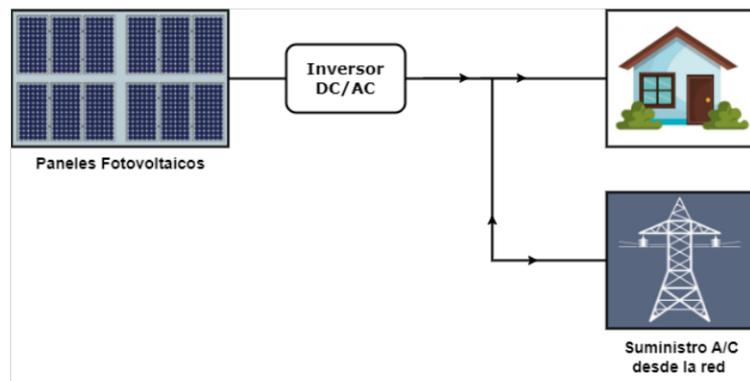
una forma de reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles y combatir el cambio climático.

## 1.4.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Existen tres principales tipos de sistemas fotovoltaicos: conectado a la red, híbrido y desconectado a la red. El tipo de sistema fotovoltaico adecuado dependerá de las necesidades y circunstancias individuales.

### *Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (ON-GRID)*

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son los más comunes. Están conectados a la red eléctrica y envían de regreso el exceso de potencia a la red cuando no se esté utilizando en el hogar, conectados como se visualiza en la Figura 1.1.

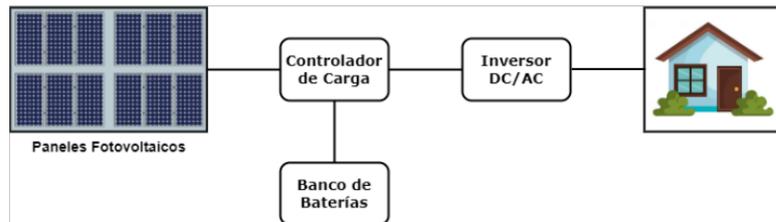


**Figura 1.1.** Sistema fotovoltaico conectado a la red [5].

Esta es una excelente opción para los propietarios de viviendas que desean ahorrar dinero en sus facturas de electricidad, pero no quieren preocuparse por tener energía de respaldo en caso de un corte de energía.

### *Sistemas fotovoltaicos desconectados de la red (OFF-GRID)*

Los sistemas solares desconectados de la red son sistemas de energía solar que no están conectados a la red eléctrica. Esto significa que deben generar toda su propia electricidad, lo que se puede hacer usando paneles solares, baterías y otros componentes como se observa en la Figura 1.2.



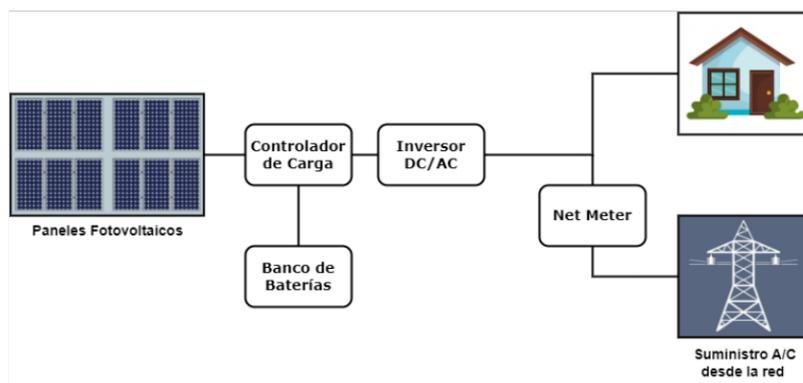
**Figura 1.2.** Sistema fotovoltaico desconectado de la red [5].

Los sistemas solares fuera de la red son una excelente opción para hogares en áreas remotas donde no es posible conectarse a la red, o para las personas que desean reducir su dependencia de la red.

Los sistemas solares fuera de la red pueden ser más costosos que los sistemas solares conectados a la red, pero pueden ahorrar dinero a largo plazo al reducir las facturas de electricidad. También puede brindar tranquilidad para el respaldo de energía en caso de un corte de energía.

*Sistemas fotovoltaicos híbridos (HYBRID)*

Los sistemas solares híbridos son un tipo de sistema solar que combina capacidades tanto dentro como fuera de la red. Esto significa que puede obtener energía de la red cuando sus paneles solares no producen suficiente electricidad y también puede tener energía de respaldo en caso de un corte de energía.



**Figura 1.3.** Sistema fotovoltaico híbrido [5].

Los sistemas solares híbridos son una excelente opción para los propietarios de viviendas que desean los beneficios de los sistemas solares tanto dentro como fuera de la red. Permite ahorrar dinero en las facturas de electricidad, proporcionar energía de respaldo en caso de un corte de energía y brindar la tranquilidad de saber que siempre habrá acceso a la energía.

### 1.4.3. Funcionamiento del sistema fotovoltaico

#### 1.4.3.1. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es un proceso físico básico que se produce cuando la luz incide sobre un material semiconductor y hace que los electrones se exciten y pasen de su banda de valencia a su banda de conducción. Esto crea un campo eléctrico que se puede utilizar para generar electricidad [6].

Los fotones (partículas de luz solar) contienen diferentes cantidades de energía correspondientes a diferentes longitudes de onda en el espectro solar. Cuando los fotones chocan con una célula fotovoltaica, pueden reflejarse, absorberse o atravesar la fotocélula [9]. Los fotones absorbidos crean electricidad.

Utilizando la energía recién descubierta, los electrones pueden escapar de sus posiciones normales asociadas con átomos semiconductores individuales y convertirse en parte de la corriente eléctrica en el circuito. Las propiedades eléctricas especiales del campo eléctrico integrado en la célula solar proporcionan el voltaje necesario para impulsar la corriente a través de la carga externa.

#### 1.4.3.2. Células solares

Las células solares están hechas de materiales semiconductores, como el silicio, que han sido dopados con impurezas para crear una unión p-n. Cuando la luz golpea la celda solar, crea un campo eléctrico que hace que los electrones fluyan desde el material de tipo P al material de tipo N, como se muestra en la Figura 1.4.

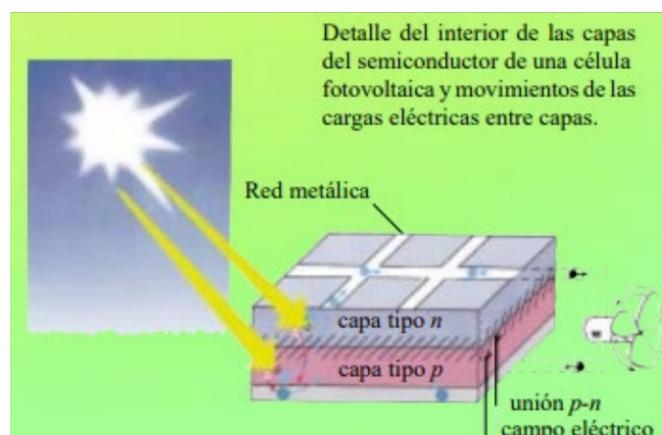


Figura 1.4. Interacción entre capas P y N [9].

Cuando un semiconductor se dopa con impurezas, crea una región con una alta concentración de electrones (tipo n) y una región con una alta concentración de huecos (tipo p). La unión p-n es un separador entre estas capas que crea un campo eléctrico que separa los pares electrón-hueco. Los huecos (cargas positivas) hacen que se muevan hacia el lado p, lo que resulta en la extracción de electrones debido a la red metálica en la matriz semiconductor. Al mismo tiempo, lleva electrones al lado n y los inyecta en el metal. Por lo tanto, se genera una corriente que en el caso del silicio crea una diferencia de potencial de 0,5 V. [5][6].

#### **1.4.4. Energía solar**

La energía solar es una forma de energía renovable que se obtiene a partir de la radiación solar. La radiación solar es la energía emitida por el sol en forma de luz y calor, y puede ser aprovechada para generar electricidad o calor.

La energía solar tiene numerosos beneficios. Es una fuente de energía abundante y prácticamente inagotable, ya que el sol es una fuente de energía renovable que estará disponible durante miles de millones de años. Además, es una fuente de energía limpia, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero ni contaminantes atmosféricos durante su funcionamiento.

##### **1.4.4.1. Irradiación solar**

La radiación solar es la energía emitida por el sol en forma de luz y calor. Es la fuente principal de energía para la Tierra y es fundamental para el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y solares térmicos.

La radiación solar está compuesta por tres componentes principales:

- Radiación directa: Es la radiación que llega directamente del sol en forma de haces de luz. No se desvía ni se dispersa en la atmósfera.
- Radiación difusa: Es la radiación dispersa en la atmósfera debido a fenómenos como la dispersión de Rayleigh y los aerosoles. Llega a la Tierra en todas las direcciones y contribuye a la iluminación del cielo.
- Radiación reflejada: Es la radiación solar que se refleja en las superficies, como el suelo, las nubes o los objetos. Esta radiación reflejada también se conoce como albedo.

La irradiación solar se mide utilizando instrumentos llamados radiómetros solares. Estos instrumentos registran la cantidad de radiación solar incidente en una superficie durante un período de tiempo determinado.

Además, la irradiación solar puede ser medida y expresada en diferentes unidades físicas:

- Irradiancia: Se utiliza para cuantificar la potencia solar en una superficie específica en un instante de tiempo dado. Se expresa en vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ). En la atmósfera terrestre, la irradiancia solar promedio es de alrededor de  $1000 W/m^2$ .
- Irradiación: Es la unidad de medida más frecuentemente empleada en la planificación de sistemas fotovoltaicos. Indica la cantidad total de energía solar recibida en una superficie durante un intervalo de tiempo particular, que suele ser un día en la mayoría de los casos. Se expresa en vatios-hora por metro cuadrado por día ( $Wh/m^2/día$ ).
- Hora solar pico (HSP): Es una relación entre la irradiancia constante de  $1000 W/m^2$  y la radiación solar efectiva en un momento determinado a lo largo del día.

Esto varía a lo largo del día y a lo largo de las estaciones del año. Durante el día, la radiación solar es más intensa al mediodía cuando el sol está en su punto más alto en el cielo. En las estaciones del año, la radiación solar puede ser más intensa en verano y menos intensa en invierno debido a la inclinación del eje de la Tierra.

La irradiación solar puede ser afectada por varios factores:

- Ubicación geográfica: La cantidad de radiación solar recibida varía según la ubicación geográfica. Lugares más cercanos al ecuador tienden a recibir más radiación solar que lugares cercanos a los polos.
- Ángulo de incidencia: El ángulo de incidencia de la radiación solar, es decir, el ángulo entre los rayos solares y la superficie receptora afecta la cantidad de radiación recibida. Un ángulo de incidencia más perpendicular proporciona una mayor irradiación.
- Condiciones atmosféricas: Factores atmosféricos como la presencia de nubes, la concentración de aerosoles y la humedad pueden afectar la cantidad de radiación solar que llega a la superficie.

Para estimar la irradiación solar en un lugar específico, se utilizan modelos y algoritmos basados en mediciones históricas de radiación solar, datos meteorológicos y características geográficas. Estos modelos tienen en cuenta la posición del sol, la

inclinación y orientación de las superficies receptoras y otros factores para calcular la irradiación solar esperada.

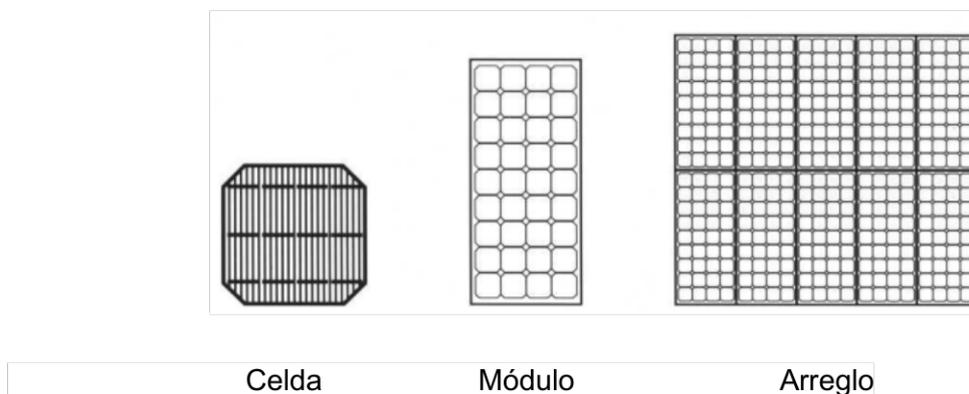
La irradiación solar es un factor crucial por considerar al diseñar sistemas fotovoltaicos y solares térmicos. Un conocimiento preciso de la irradiación solar ayuda a dimensionar adecuadamente los sistemas, estimar su rendimiento y optimizar su eficiencia.

### 1.4.5. Componentes de un sistema fotovoltaico

En un sistema fotovoltaico conectado a la red esencialmente se tiene los siguientes componentes:

#### 1.4.5.1. Paneles o módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están formados por muchas células fotovoltaicas individuales interconectadas, como se observa en la Figura 1.5. Para garantizar que los módulos estén correctamente inclinados y orientados hacia el sol, se alojan en estructuras de soporte.



**Figura 1.5.** Celdas, módulos y arreglos de placas solares [7].

La intensidad de los rayos del sol que inciden sobre la superficie del módulo está relacionada con la eficiencia del módulo. El valor estándar utilizado para expresar la radiación solar es  $1000 \text{ W/m}^2$ . Si recibe 1000 vatios de luz solar por metro cuadrado, el porcentaje de energía que realmente se convierte en electricidad utilizable es la eficiencia. La vida útil media de los módulos solares es de unos 30 años. [8].

Los tipos más comunes de módulos fotovoltaicos son el silicio monocristalino, el silicio policristalino y el de película delgada.

### 1.4.5.2. Inversores

Los inversores se utilizan para transformar la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC). La eficiencia y confiabilidad del inversor se considera uno de los factores más importantes para el éxito del sistema solar. El inversor apropiado se selecciona según el tamaño del sistema solar y la forma en que está conectado a la red principal. Los principales tipos de inversores solares se presentarán en esta sección. En la industria fotovoltaica, los inversores se pueden clasificar:

- Inversor central
- Inversor en cadena
- Inversor en cadena con optimizador de energía
- Micro inversores
- Inversor híbrido
- Inversor con regulador de carga
- Inversor simple

### 1.4.5.3. MPPT

MPPT, por sus siglas en inglés Maximum Power Point Tracking, es realizar un seguimiento del punto de máxima potencia para la optimización de la electrónica de un inversor de un sistema fotovoltaico. Para entender aquello se tiene la Ecuación 1.1.

$$P = V \times I \quad (1.1)$$

Donde P es la potencia (medida en vatios), I representa la corriente (medida en amperios) y V representa el voltaje (medido en voltios).

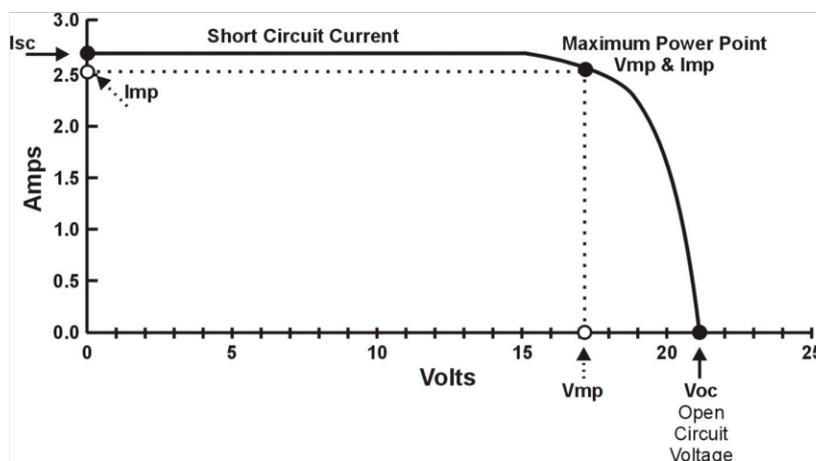


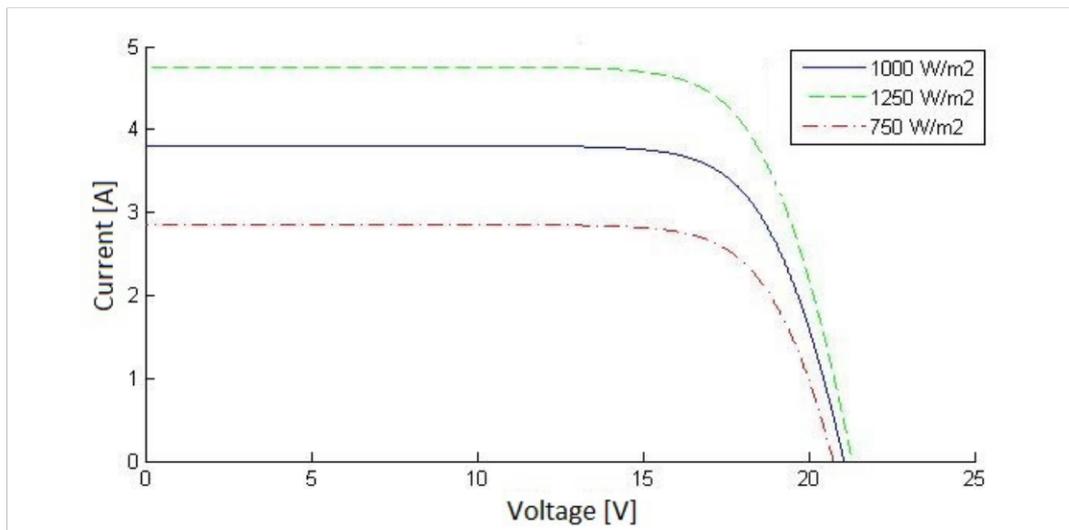
Figura 1.6. Curva Corriente-Voltaje en un panel solar [9].

El concepto de seguimiento del punto de máxima potencia probablemente se explica mejor con referencia a una curva de amperios-voltios (I-V) de muestra, de la siguiente manera:

A medida que varía el voltaje en el panel, también lo hace la corriente, de manera similar a la curva anterior. La energía generada por un panel solar es el producto de voltios x amperios. Hay un punto en la curva en el que la potencia se maximiza dada por  $(V_{mp}, I_{mp})$  y, por lo tanto, la carga en el panel debe estar lo más cerca posible de  $I_{mp}$  [9].

La complejidad surge porque la curva IV varía con el nivel de luz solar (ver Figura 1.7). A medida que varía el nivel de radiación que golpea el panel, la corriente de carga  $I_{mp}$  y el voltaje  $V_{mp}$  en los que se maximiza la potencia también varían.

El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) es el proceso de encontrar continuamente este punto y ajustar la carga (resistencia) a los paneles para maximizar la potencia.



**Figura 1.7.** Variación de la curva Corriente-Voltaje con el nivel de la luz solar [9].

#### 1.4.5.4. Estructuras de soporte

Los módulos, por sí mismos, no constituyen un sistema fotovoltaico. También debe tener estructuras sobre las cuales colocarlos y apuntarlos hacia el sol. Para lograr el máximo rendimiento de la instalación solar, es crucial no dejar al azar aspectos tan significativos como la alineación y ubicación de los paneles solares en relación con el sol. La eficiencia y efectividad de los paneles solares dependerán en gran medida de esto [10].

Para obtener la correcta posición de los paneles solares hacia el sol se utiliza estructuras y soportes donde se instala los paneles solares. Por tanto, hay que evaluar el sitio donde se instalarán los paneles solares como también su orientación al sol, para hallar la mejor alternativa de posicionamiento de los paneles solares frente al sol y lograr niveles de rendimiento óptimos. Se tiene las siguientes subcategorías:

- Estructuras de techo
  - Tejado plano
  - Junta alzada
  - Techo de tejas
- Estructuras de suelo
  - Inclinación fija
  - Rastreador de un solo eje
  - Rastreador de doble eje

#### **1.4.5.5. Dispositivos de protección en DC y AC**

Los dispositivos de protección DC (corriente continua) para sistemas fotovoltaicos son componentes esenciales que se utilizan para garantizar la seguridad, la eficiencia y el rendimiento confiable de los sistemas de generación solar. Estos dispositivos se encargan de controlar y proteger el flujo de corriente continua generada por los paneles solares y dirigida hacia otros componentes del sistema, como inversores y baterías. Los dispositivos más importantes para la protección DC en sistemas fotovoltaicos:

- Interruptores de circuito DC (Disyuntores DC)
- Fusibles DC
- Interruptores de desconexión DC (Interruptores de corte)
- Supresores de sobretensión DC
- Caja de conexiones (Combiner Box)

Los dispositivos de protección AC (corriente alterna) para sistemas fotovoltaicos son similares a los dispositivos en DC. Una vez que se ha convertido de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) mediante inversores. Estos dispositivos controlan y protegen el flujo de corriente alterna desde los inversores hacia la red eléctrica o la carga conectada. En la parte AC, además de los dispositivos mencionados para la parte DC con su respectiva correspondiente en AC se requiere: relés de protección, medidores de energía y monitoreo.

Es esencial dimensionar y seleccionar adecuadamente estos dispositivos de protección DC y AC para garantizar la seguridad y el rendimiento óptimo cumpliendo las especificaciones del sistema y las normativas locales y nacionales.

#### **1.4.5.6. Cajas de conexión (stringbox)**

Las cajas de conexión permiten organizar los dispositivos de protección contra sobrecorriente, seccionadores y dispositivos de protección contra sobrevoltajes en una caja de combinación solar. En un sistema fotovoltaico, los módulos se disponen en cadenas y campos en función del tipo de inversor utilizado, la potencia total y las características técnicas de los módulos.

Dependiendo de la aplicación, las cajas de conexión están equipadas con dispositivos de monitoreo para medir la corriente, el voltaje y la temperatura para con ello, garantizar la disponibilidad de las cadenas y maximizar la generación. Las cajas de conexión forman subsistemas que se pueden estandarizar según el número de cadenas, el voltaje y la corriente nominal.

#### **1.4.5.7. Cableado en AC y DC**

El cableado en corriente continua (DC) desempeña un papel fundamental en los sistemas fotovoltaicos. La planificación y ejecución adecuadas del cableado DC son esenciales para minimizar las pérdidas de energía y asegurar que el sistema funcione de manera eficiente y segura. A continuación, se citan algunas consideraciones importantes:

- Dimensionamiento del cableado
- Longitud de los cables
- Protección y seguridad
- Conexiones confiables
- Diseño ordenado

#### **1.4.6. Software PVsyst**

Es una utilidad que posibilita examinar, simular y evaluar datos integrales de sistemas fotovoltaicos. Este programa puede determinar las dimensiones apropiadas para una instalación considerando la radiación solar específica de su ubicación mediante su banco

de información climática [4], permitiendo una representación tridimensional de su diseño y considerando también la ocurrencia de sombras mediante la simulación del trayecto solar a lo largo del día.

Aparte de las dos categorías primarias de instalación, es decir, conectado a la red y fuera de red, también incorpora dos alternativas especiales de instalación: bombeada y conectada a corriente continua (DC).

Ofrece múltiples alternativas que posibilitan la inclusión y modificación de todos los datos necesarios para un análisis minucioso. Además, lleva a cabo una evaluación económica empleando los costes reales de los componentes, los gastos extra y los términos de inversión en cualquier divisa. Aunque es una herramienta de pago, se brinda la oportunidad de acceder gratuitamente durante un mes para probarla; posteriormente, si no se adquiere una licencia, se activa el modo de demostración con algunas restricciones. [4].

## 2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se presenta una metodología para el dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico, simulación energética en el software PVsyst y el diseño de los componentes principales del sistema fotovoltaico.

### 2.1. Dimensionamiento preliminar del sistema fotovoltaico

El dimensionamiento preliminar de un sistema fotovoltaico implica estimar la cantidad de paneles solares, la capacidad del inversor y otros componentes necesarios para generar la cantidad de energía eléctrica deseada a partir de la radiación solar disponible en una ubicación específica. Por lo que, para realizar un dimensionamiento preliminar se requiere:

#### *Localización del proyecto*

La Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social se encuentra ubicada en el sur de Quito entre la Av. Quitumbe Ñan, junto a la Plaza Cívica Quitumbe. Las coordenadas del sitio son: Latitud:  $-0.29^{\circ}\text{S}$  y Longitud:  $-78.55^{\circ}\text{W}$ . En la Figura 2.1 se observa el edificio que ha sido dividido en 2 áreas, principal y secundario. En los techos de las edificaciones van a ser colocados los paneles fotovoltaicos.



**Figura 2.1.** Ubicación de la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social.

### **Determinación de las necesidades energéticas**

Se establece cuánta energía eléctrica se requiere. Esto puede incluir el consumo promedio diario en kilovatios-hora (kWh) o la potencia máxima requerida en kilovatios (kW). En la Tabla 2.1 se presenta los datos obtenidos de las planillas de consumo eléctrico de la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social.

**Tabla 2.1.** Energía total consumida durante un año.

<b>Fecha</b>		<b>Energía Total (kWh)</b>
<b>Desde</b>	<b>Hasta</b>	
2/1/2022	1/2/2022	193.640,04
2/2/2022	1/3/2022	188.956,68
2/3/2022	1/4/2022	219.757,56
2/4/2022	1/5/2022	201.241,92
2/5/2022	1/6/2022	202.853,64
2/6/2022	1/7/2022	192.514,08
2/7/2022	1/8/2022	204.390,12
2/8/2022	1/9/2022	205.431,60
2/9/2022	1/10/2022	194.490,12
2/10/2022	1/11/2022	199.108,80
2/11/2022	1/12/2022	202.972,44
2/12/2022	1/1/2023	198.339,24
Total		2.403.696,24

### **Evaluación de la irradiación solar**

Investigar la radiación solar promedio de la ubicación. Esto brindará una idea de la cantidad de energía solar disponible para generar electricidad. Se puede obtener esta información de fuentes como bases de datos climáticas, estaciones meteorológicas o herramientas en línea.

En la Tabla 2.2 se presenta la irradiación solar en Wh/m<sup>2</sup>/día según varios estimadores, considerando la ubicación de la Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social.

**Tabla 2.2.** Estimación de la irradiación solar en un año.

<b>Estimación Mensual</b>	<b>Estimadores</b>			
	<b>Meteonorm 8.1</b>	<b>Nasa-SSE</b>	<b>PVGIS-TMY</b>	<b>NREL/NSDB TMY</b>
Enero	5,83	4,14	5.14	5,68
Febrero	5,06	4,35	5,3	4,73
Marzo	5,32	4,55	4,76	4,74
Abril	5,33	4,33	4,8	4,33

Mayo	5,53	4,12	5,02	5,14
Junio	5,63	4,02	5,29	4,49
Julio	5,83	4,27	5,64	5,04
Agosto	6,16	4,46	5,77	5,04
Septiembre	5,59	4,27	5,68	5,13
Octubre	5,03	4,24	5,63	5,55
Noviembre	4,92	4,3	5,41	5,63
Diciembre	5,35	3,98	5,18	4,85
Año	5,47	4,25	5,30	5,03

### **Cálculo de la capacidad del sistema**

Se requiere mínimo 12 meses completos de uso para poder ver los picos y valles de uso durante un año. Para obtener el consumo mensual promedio se suma el uso de kWh durante 12 meses y dividiendo entre 12. Y, dividiendo por 30 para determinar el uso diario de kWh.

Se utiliza la siguiente fórmula básica para calcular la capacidad del sistema fotovoltaico en kilovatios pico (kWp).

$$\text{Capacidad del sistema (kWp)} = \frac{\text{Consumo diario (kWh)}}{\text{Horas pico de sol al día (HSP)}} \quad (2.1)$$

Las horas pico de sol (HSP) son las horas en las que la radiación solar es más intensa. Esto varía según la ubicación y la temporada. Se obtiene de la irradiación solar promedio de la Tabla 2.2 según los datos de Meteonorm 8.1.

De la Ecuación 2.1 se obtiene una capacidad del sistema de 1221,76 kWp.

### **Selección de paneles solares**

La capacidad del sistema determina la cantidad de paneles solares necesarios. Se escoge los paneles que se ajusten a las necesidades y que estén disponibles en el mercado. La potencia nominal de los paneles (en watts) y su eficiencia son factores importantes.

Los paneles JKM585M-7RL4-V de la marca Jinko Solar de 585 Wp se ajustan a las necesidades del proyecto. De manera preliminar, se propone realizar 5 arreglos, en el edificio principal se tiene 4 arreglos de 375 paneles y en el edificio secundario se tiene 1 arreglo de 336 paneles, para obtener un total de 1074,06 kWp que supliría gran parte del consumo.

Las características básicas se muestran en la Tabla 2.3 y se presenta a mayor detalle en el Anexo I. Además, los paneles solares son de dimensión 2278x1134 mm.

**Tabla 2.3.** Principales características del panel fotovoltaico JKM585M-7RL4-V.

<b>Parámetros Eléctricos</b>	
Potencia Máxima Nominal (Pmax) [W]	585
Voltaje de Operación a Pmax (Vmpp) [V]	44,42
Corriente de Operación a Pmáx (Impp) [A]	13,17
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	53,65
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	13.85
<b>Características de Temperatura</b>	
Coeficiente de Temperatura de Pmáx (Ctpmax) [%/°C]	-0,35
Coeficiente de Temperatura de Voc (CTvoc) [%/°C]	-0,28
Coeficiente de Temperatura de Isc (CTisc) [%/°C]	0,048
Temperatura Nominal de Operación del Módulo [°C]	45
<b>Datos Generales</b>	
Eficiencia [%]	21,40
Tolerancia de la potencia [W]	0+3
Tipo de celda	Monocristalino
Número de celdas	156 (2×78)
Dimensiones [mm]	2411 x 1134 x 35
Peso [kg]	31,1

Dependiendo de la conexión de los paneles se calcula la distancia entre estos. Para este proyecto, se realiza la conexión este-oeste lo que permite optimizar el espacio y obviar el cálculo del sombreado entre paneles.

### **Selección del inversor**

El inversor transforma la corriente continua producida por los paneles solares en corriente alterna que se emplea en la red eléctrica. La potencia nominal del convertidor debe coincidir con la potencia total de los paneles solares.

Para el presente proyecto se selecciona el inversor SUN2000-200KTL-H2 de la marca Huawei cuyas características se presentan en la Tabla 2.4 y se presentan a mayor detalle en el Anexo II. La potencia, además del voltaje y corriente suministrados por los arreglos de los paneles fotovoltaicos son importantes para elegir el inversor adecuado.

**Tabla 2.4.** Características del inversor SUN2000-200KTL-H2.

<b>Parámetros de entrada (CC)</b>	
Potencia Nominal DC [kWp]	185
Voltaje máx. en DC (Vinmax) [V]	1500
Rango de voltaje, MPPT (Vmpptmin a Vmpptmax) [V]	500-1500
Voltaje Nominal DC (Vin nom) [V]	1080
Número de entradas con MPPT ind	18
Corriente Máxima Total (Iinmáx)	50
<b>Parámetros de salida (CA)</b>	
Potencia Nominal CA [kWp]	185
Potencia máxima de CA [kw]	215
Corriente máxima de salida [A]	155.2
Voltaje Nominal CA [V]	800
Frecuencia red [Hz]	50/60
Factor de potencia	0,8
Tipo de conexión	Trifásico
THD [%]	< 3 %
<b>Datos Generales</b>	
Rendimiento	98,60%
Dimensiones (mm)	1035 x 700 x 365
Peso	< 86 Kg
Consumo Energía noche [W]	< 3%
Grado de Protección	IP66

Se recomienda dejar una relación de 1,25 a 1,3 entre los kWp de los paneles y los kW de los inversores. La Ecuación 2.2. permite calcular el número de inversores.

$$N_{inversores} = \frac{N_{módulos} \times P_{panel}}{1,25 \times P_{AC\ inversor}} \quad (2.2)$$

Donde:

$N_{inversores}$ : Número de inversores.

$N_{módulos}$ : Número de módulos fotovoltaicos.

$P_{panel}$ : Potencia del panel fotovoltaico en [W].

$P_{AC\ inversor}$ : Potencia de salida AC del inversor en [W].

En la Tabla 2.5 se establece el número de inversores necesarios para cada edificio. De donde, en el edificio principal se tiene 3,79 inversores lo que se aproxima a 4 inversores, mientras que en el edificio secundario se tiene 0,84 lo que da un aproximado de 1 inversor.

**Tabla 2.5.** Número de inversores calculados.

<b>Edificio Principal</b>		<b>Edificio Secundario</b>	
N. módulos	1500	N. módulos	336
Potencia Panel [W]	585	Potencia Panel [W]	585
Potencia Inversor [W]	185.000	Potencia Inversor [W]	185.000
N. inversores	3,79	N. inversores	0,84

### **Calcular la superficie requerida**

Basado en la cantidad de paneles solares y su tamaño, se calcula el área necesaria en el techo o en el terreno para instalar los paneles. Considerando las dimensiones de los paneles (2278x1134 mm) y el número de paneles a instalarse.

En el edificio principal se tiene un total de 1500 paneles lo que resulta en un área requerida de 3874,88 m<sup>2</sup>. Mientras que, en el edificio secundario se tiene 375 paneles que resulta en un área requerida de 968,72 m<sup>2</sup>.

## **2.2. Simulación energética de la central fotovoltaica – Software PVsyst**

La simulación del presente proyecto fotovoltaico se realiza en el software PVsyst versión 7.3.1, se utiliza los parámetros necesarios para un sistema con conexión a la red para autoabastecimiento. Para este proyecto no se considera el uso de baterías.

### **2.2.1. Parámetros principales**

Los parámetros que se requieren para una adecuada simulación se detallan a continuación.

#### **Irradiación solar**

Para la evaluación de la irradiación solar se toma la dirección de la Plataforma Gubernamental del Sur (latitud: -0.29 °S y longitud: -78.55 °W). En la Tabla 2.6 se muestra los valores de meteo mensual realizados por el software PVsyst con los cuales se realizarán los posteriores análisis.

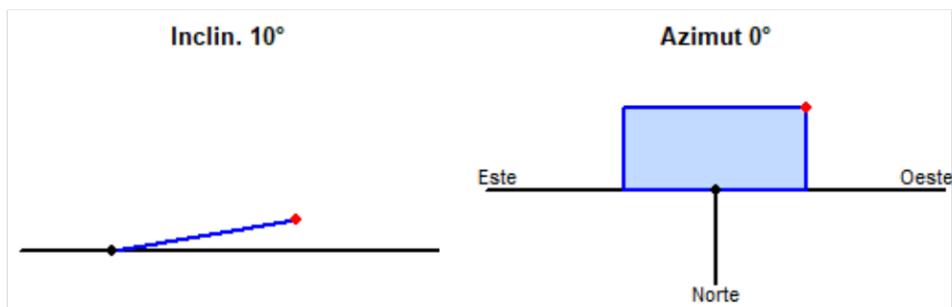
**Tabla 2.6.** Meteo mensual realizado por el software PVsyst [4].

<b>Valores</b>	<b>Irradiación horizontal global</b>	<b>Irradiación difusa horizontal</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Velocidad del viento</b>
<b>Mes</b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>kWh/m<sup>2</sup></b>	<b>°C</b>	<b>m/s</b>
Enero	180,60	63,90	14,10	2,30

Febrero	141,80	60,00	14,00	2,20
Marzo	164,80	78,80	14,00	1,99
Abril	159,90	71,60	13,70	1,80
Mayo	171,30	68,90	14,10	2,10
Junio	168,90	58,00	13,80	2,50
Julio	180,50	64,20	14,00	2,79
Agosto	191,00	61,00	14,30	3,10
Septiembre	167,70	75,00	14,10	2,90
Octubre	156,00	73,10	14,10	2,20
Noviembre	147,50	70,10	13,70	2,00
Diciembre	165,40	80,20	13,90	2,10
Año	1995,40	824,80	14,00	2,33

### ***Inclinación y orientación***

Los módulos solares se ubicarán en el tejado, y su alineación se ajustará de acuerdo al trayecto del sol. En la medida de lo posible, se mantendrá un ángulo de inclinación óptimo que no sea inferior a 10 grados.



**Figura 2.2.** Inclinación y orientación de los paneles solares [4].

Dado que la latitud representa la medida angular entre un punto en la superficie terrestre y el paralelo del ecuador, y considerando que el análisis se lleva a cabo en una ubicación ecuatorial, los valores de latitud son reducidos, resultando en un  $\beta_{opt} = 10^\circ$ . En este contexto, el azimut se establece en  $0^\circ$ .

### ***Sistema***

Aquí se establece el conjunto de componentes que constituyen el campo fotovoltaico, es decir, los módulos fotovoltaicos, las cadenas, el inversor, hasta la conexión a la red.

Se puede definir un número ilimitado de diferentes tipos de subarreglos. Para un subarreglo dado: debe definir sus requisitos y PVSyst propondrá automáticamente un arreglo

adecuado. Los requisitos básicos para un subcampo (es decir, los parámetros que debe ingresar) son:

- La potencia nominal deseada, o en su defecto el área disponible para instalar módulos
- Un modelo de módulo fotovoltaico, elegido en la base de datos.
- El modelo de inversor, elegido en la base de datos,

Luego, el software elegirá el número requerido de inversores, de acuerdo con una relación matriz/inversor donde la potencia nominal predefinida es de 1,25.

A continuación, propondrá una serie de módulos en serie y una serie de cadenas para acercarse a la potencia deseada o al área disponible.

Las opciones aceptables para el número de módulos en serie/paralelo se mencionan en el cuadro de diálogo. Deben cumplir con los siguientes requisitos:

- La tensión mínima del conjunto en las peores condiciones de temperatura (60 °C) no debe estar por debajo del rango de tensión del inversor para MPPT,
- La tensión máxima del campo en las peores condiciones de temperatura (20 °C) no debe estar por encima del rango de tensión del inversor para MPPT,
- La tensión máxima del campo en circuito abierto ( $V_{oc}$  a -10°C) no debe superar la tensión máxima absoluta a la entrada del inversor,
- El voltaje máximo del conjunto en circuito abierto ( $V_{oc}$  a -10 °C) no debe exceder el voltaje del sistema permitido especificado para el módulo fotovoltaico.

El dimensionamiento de la potencia del inversor es un problema delicado y debatido. PVsyst propone una metodología basada en las pérdidas por sobrecarga previstas. Esto generalmente conduce a relaciones de la potencia nominal muy por debajo de las recomendadas por los proveedores de inversores.

En un segundo paso del desarrollo se puede:

- Modificar los parámetros de pérdida específicos del campo fotovoltaico (térmica, resistencia del cableado, calidad del módulo, suciedad, desajuste, IAM),
- Definir el perfil de carga de un usuario para determinar el consumo propio del propietario y la energía inyectada (vendida) a la red (net-metering). Por lo general,

definirá un perfil horario para tener en cuenta distribuciones realistas de producción y consumo diarios.

### **Pérdidas detalladas**

A continuación, se detalla los distintos parámetros que requiere el software PVsyst para calcular las pérdidas.

- **Parámetro térmico.** - La respuesta térmica del área, que ejerce una influencia significativa sobre el rendimiento eléctrico, se encuentra definida por una interacción energética entre la temperatura del entorno y el aumento de temperatura de la célula debido a la radiación que incide sobre ella. Es un valor preestablecido por PVsyst.
- **Pérdidas óhmicas.** - Las pérdidas generadas por la resistencia eléctrica en el circuito de cables se calculan mediante la fórmula ( $Pérdidas = R \cdot I^2$ ), lo que ocasiona una disminución entre la potencia generada por los módulos y la potencia medida en los terminales del conjunto de paneles.

PVsyst requiere la longitud del cableado y la sección del conductor tanto para el lado DC y AC como se muestra en la Figura 2.3.

**Diseño de cableado**

Una cadena : 25 módulos

Conexiones módulo de cadena: Longitud prom. m/circuito: 200, Sección mm<sup>2</sup>: 240 mm<sup>2</sup>

Caja principal al inversor: Longitud prom. m/circuito: 5, Sección mm<sup>2</sup>: 95 mm<sup>2</sup>

Por favor especifique la longitud total del cable para cada circuito (botón "Boceto")

Por circuito		Conjunto global
Corriente A	Resistencia mΩ	Resistencia mΩ
13.2	16	15 cadenas : 1.04
198	1	0.989

<b>Resistencia de cableado global de campo</b>	<b>2.03 mΩ</b>
<b>Fracción de pérdida de MPP en STC</b>	<b>0.0 %</b>
<b>Masa total de cobre</b>	<b>5670 kg</b>
<b>Costo total cable</b>	<b>0 USD</b>

**Figura 2.3.** Sección donde se ingresa las dimensiones del cableado [4].

### **Pérdida por suciedad**

La acumulación de suciedad y su impacto en la eficiencia del sistema es una variable incierta que está altamente influenciada por el entorno en el que se encuentra el sistema, las condiciones de precipitación, entre otros factores. En climas con niveles moderados de

lluvia y en áreas residenciales, este efecto suele ser mínimo y puede ser descartado (menos del 1%).

En entornos rurales con actividad agrícola, puede ser importante durante algunas actividades estacionales. En las zonas industriales se pueden observar efectos no desdeñables del orden de varios porcentajes.

La acumulación de polvo y el crecimiento de musgos y líquenes a lo largo de la estructura de los módulos producen sombreados parciales en las celdas inferiores, y tienden a retener más polvo. Además, estas contaminaciones no son eliminadas por las lluvias. Por lo tanto, con inclinaciones bajas, se recomienda utilizar módulos sin marco cuando sea posible.

Los excrementos de las aves representan un serio problema, ya que generalmente no son retirados por eventos lluviosos. Pero su impacto se informa como relativamente pequeño (menos del 2%).

Las pérdidas debido a la acumulación de suciedad están fuertemente influenciadas por las cantidades de lluvia, sin duda. Como resultado, PVsyst habilita la configuración de factores de pérdida por suciedad que varían en función de los meses. En la simulación, la reducción en la eficiencia debido a la suciedad se considera como una disminución en la irradiación.

Para este proyecto se elige el valor por defecto del software que es 3%.

### ***Envejecimiento***

Las partes principales de un sistema fotovoltaico sujeto a envejecimiento son:

- El propio módulo fotovoltaico (degradación a largo plazo).
- El creciente desajuste entre módulos, que no se degradan todos al mismo ritmo.
- Eventualmente los inversores, que a veces tienen que ser reparados o reemplazados.
- Elementos del cableado, pararrayos, etc.

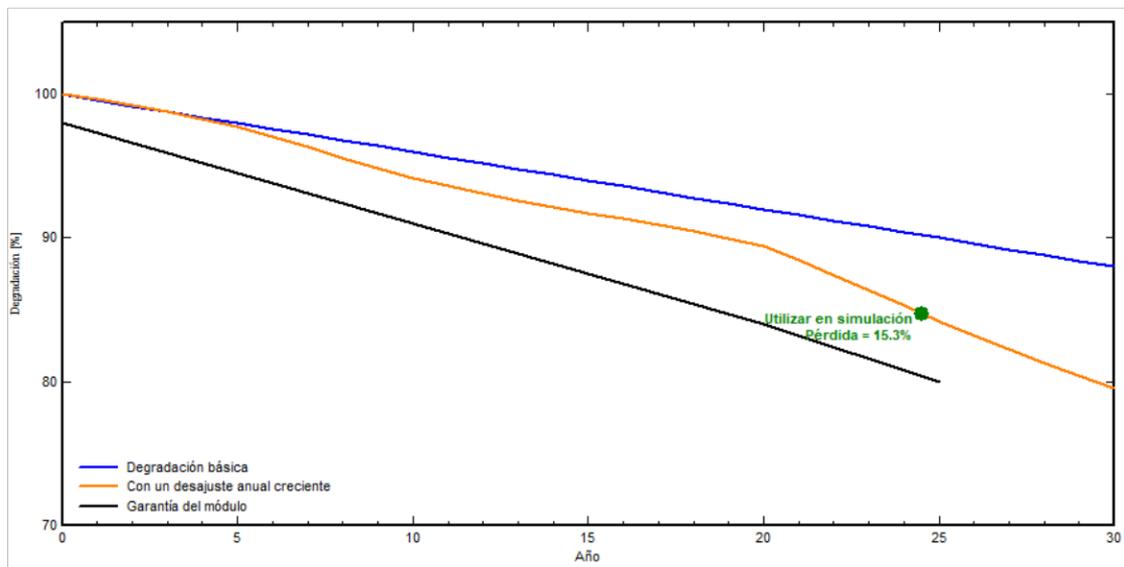
La simulación se puede ejecutar para un año específico de la vida útil del sistema fotovoltaico y aplicar la degradación para este año. La degradación significa una disminución del rendimiento del conjunto fotovoltaico. A veces puede tener algún efecto positivo en el comportamiento completo del sistema, lo que puede disminuir un poco los efectos de degradación. Esto puede ser, concretamente, una disminución de las pérdidas por exceso de potencia cuando el inversor está muy por debajo de su tamaño.

Se suele utilizar la especificación de garantía del fabricante como referencia de pérdidas al diseñar la degradación de un sistema fotovoltaico, que suele ser una pérdida de eficiencia de alrededor del 20 % después de 25 años.

La garantía del fabricante debe entenderse como un límite inferior para cualquier módulo fotovoltaico individual.

En la Figura 2.4 se presentan las curvas de rendimiento en simulación. En estas curvas, la pérdida inicial (del orden del 3%) debe ser considerada como la pérdida de rendimiento que surge en las primeras horas de exposición al sol, o posible déficit de potencia inicial (tolerancia, incertidumbre de medida de fábrica). Por lo tanto, la tasa de disminución anual del límite inferior garantizado es la pendiente de esta curva. En este ejemplo (-3% inicial, -20% después de 25 años), esto significa una tasa de -0,68%/año. Pero ésta no es la tasa de degradación del sistema completo.

En esta herramienta se define una tasa de degradación promedio (para un conjunto de módulos). Este valor de pérdida puede ser mucho más bajo que este límite garantizado. Algunos estudios experimentales mencionan tasas de degradación del orden del -0,3%/año medidas de media en varios módulos (y medidas con módulos muy antiguos fabricados en los años 80-90, con tecnologías antiguas). Las mediciones de la tasa de degradación a largo plazo son relativamente escasas.



**Figura 2.4.** Curva de degradación vs año para 25 años [4].

Nada impide limitar la vida útil de los módulos fotovoltaicos a 25 años. Es probable que un sistema fotovoltaico bien mantenido permanezca operativo durante períodos mucho más largos.

Además, todos los módulos no se degradarán con la misma tasa. Se tiene una distribución de tasas de pérdida alrededor de este promedio, esto producirá una pérdida adicional por desajuste, que aumentará con el tiempo.

En PVsyst, se puede especificar el RMS de esta distribución (supuestamente gaussiana), y el programa evaluará el desajuste en función de la edad del sistema. Este cálculo se realiza mediante el método Monte-Carlo (elección de un gran número de distribuciones aleatorias), con la siguiente hipótesis:

- La tasa de degradación de cada módulo es constante a lo largo de los años,
- La elección de distribución está limitada a 2 sigmas (95% de los aciertos); porque las discrepancias altas dan como resultado pérdidas por desajuste muy altas.

## 2.2.2. Autoconsumo

En esta sección se requiere de ciertas características generales como el tipo de perfil de carga. El tipo de dato se establece mediante valores mensuales de kWh consumidos cada mes durante 1 año obtenidos de las planillas eléctricas (ver Tabla 2.1). La Figura 2.5 muestra los datos ingresados en el software.

The screenshot displays the 'Tipo de perfil de carga' (Load profile type) section with the following options:

- Sin autoconsumo
- Consumo constante fijo
- Valores mensuales
- Perfiles diarios
- Perfiles de probabilidad
- Consumidores domésticos
- Cargar valores de un archivo CSV por hora/diario

The 'Necesidades del usuario: energía anual definida' (User needs: defined annual energy) section shows:

Potencia promedio	274 kW
Energía anual	2404 MWh/año

The 'Info sistema: Generador FV definido' (System info: defined PV generator) section shows:

Potencia FV nominal	1074 kWp
Rendimiento estimado del sistema	354 MWh/año
P <sub>nomFV</sub> / P <sub>Carga promedio</sub>	3.91 Proporción P <sub>nom</sub>
P <sub>nomFV</sub> / P <sub>Carga máx.</sub>	3.52 Proporción P <sub>nom</sub>

There is a checked checkbox for 'Permite la inyección solar en la red' (Allows solar injection into the grid).

A blue notification box at the bottom states: 'Se ha definido un autoconsumo con un promedio de 6585 kWh/día' (Self-consumption has been defined with an average of 6585 kWh/day).

Figura 2.5. Información de necesidades energéticas del usuario [4].

### 2.2.3. Sombreado 3D

Se distingue entre dos tipos fundamentalmente diferentes de sombreados:

- Los sombreados lejanos se describen mediante una línea de horizonte. Se hace mención a las áreas de sombra proyectadas por objetos, las cuales se consideran como elementos que afectan al conjunto de paneles solares de manera integral: en un momento específico, el sol puede estar visible o no en la zona del panel solar. Por lo general, la distancia de estos objetos de sombra debe ser mayor que, digamos, diez veces el tamaño del campo fotovoltaico.
- Las sombras cercanas son aquellas generadas por objetos en proximidad, que proyectan sombras visibles sobre la superficie de los paneles solares. Llamado Factor de Sombreado a la relación del área sombreada, con respecto al área sensible total del campo. El tratamiento de las sombras cercanas es mucho más complejo que el de las sombras lejanas, y no se puede hacer sin una descripción detallada en 3D del sistema fotovoltaico completo y su entorno.

Durante la simulación, los cálculos de sombreado deben calcularse en cada hora y aplicarse de manera diferente en los componentes del haz, difuso y albedo.

Para el componente del haz de sombras cercano hay que considerar 2 tipos de pérdidas:

- Pérdidas de irradiación, que corresponden al déficit de irradiancia sobre las células.
- Pérdidas eléctricas, resultantes del desajuste de la respuesta eléctrica de los módulos en serie y cadenas en paralelo: en una cadena de módulos, la corriente total siempre está determinada por la corriente en la celda más débil.

PVsyst proporciona 2 formas diferentes de tratar estas pérdidas eléctricas:

- Factor de sombreado que es según cadenas, que es una evaluación aproximada que da un límite superior a la pérdida por sombreado.
- Cálculo eléctrico detallado según el posicionamiento exacto de cada módulo en el campo.

#### ***Cálculos de sombreado***

Para evaluar las pérdidas por sombreado durante la simulación, se tiene que tratar cada uno de los tres componentes de irradiancia de los datos meteorológicos de entrada de la manera adecuada:

- Para el componente Beam, se define un factor de sombreado que depende de la posición del sol.
- Para la componente Difusa, se establece un factor como una integral sobre todas las direcciones del cielo. Esto dará como resultado un factor de sombreado difuso, que es independiente de la posición del sol.
- Para la componente Albedo, se realiza una integral de acuerdo con los obstáculos cercanos al suelo. Esto dará como resultado un factor de sombreado para el albedo, independiente de la posición del sol.

### ***Pérdidas por sombreado***

Al aplicar estos cálculos de sombreado en la simulación horaria, se observan dos tipos de pérdidas:

- Pérdidas de sombreado lineal

Las pérdidas por sombreado lineal se calculan a partir de los factores de sombreado descritos anteriormente y representan el déficit de irradiación en el conjunto fotovoltaico.

En cada paso de tiempo, la simulación evaluará la pérdida de sombreado en las contribuciones de Beam, Diffuse y Albedo de los datos de entrada de Meteo. Estas pérdidas estarán disponibles en los resultados: ShdLoss Pérdida de sombreado lineal global (o pérdida de sombreado de irradiancia), total de las 3 contribuciones, ShdBLss Pérdida en el componente de la viga, ShdDLss Pérdida en la componente difusa, ShdALss Pérdida en el componente de albedo.

- Pérdidas por sombreado eléctrico

Las pérdidas por sombreado eléctrico son el resultado de desajustes eléctricos al interconectar los módulos fotovoltaicos como una matriz. Es importante recordar que la corriente global en una cadena de módulos (o celdas) es impulsada por la celda que produce la corriente más baja.

En PVsyst, hay 2 formas de calcular las pérdidas eléctricas:

- Según las cadenas de módulos, es una aproximación que proporciona un límite superior de la posible pérdida por desadaptación. Como esto representa un máximo, PVsyst propone un parámetro "Fracción de pérdida eléctrica" para tener

en cuenta el efecto parcial, si lo hubiera. Para la disposición de los cobertizos (tonos mutuos regulares), este factor será del 100% [11].

- Disposición de módulos, que ofrece una evaluación más precisa de la posición exacta de cada módulo fotovoltaico en la construcción 3D, así como en su sistema eléctrico.

Durante la simulación, la pérdida eléctrica se acumula en la variable denominada ShdElec.

Las pérdidas eléctricas solo se aplican al componente Beam. La irradiación difusa proviene de todas las direcciones del cielo, y las faltas de homogeneidad de la irradiación no son suficientes para crear pérdidas significativas por desajuste (y no se tiene ningún medio para evaluarlas).

### Modelado 3D

PVsyst permite realizar el modelado 3D del lugar donde se vaya a realizar el proyecto. En los resultados se muestran todas las pérdidas por sombreado detalladas anteriormente.

En la Figura 2.6 se tiene el cuadro de diálogo para el tratamiento de sombreados cercanos.

Se empieza con el botón "Construcción/Perspectiva", que abre el editor 3D para construir la escena global.

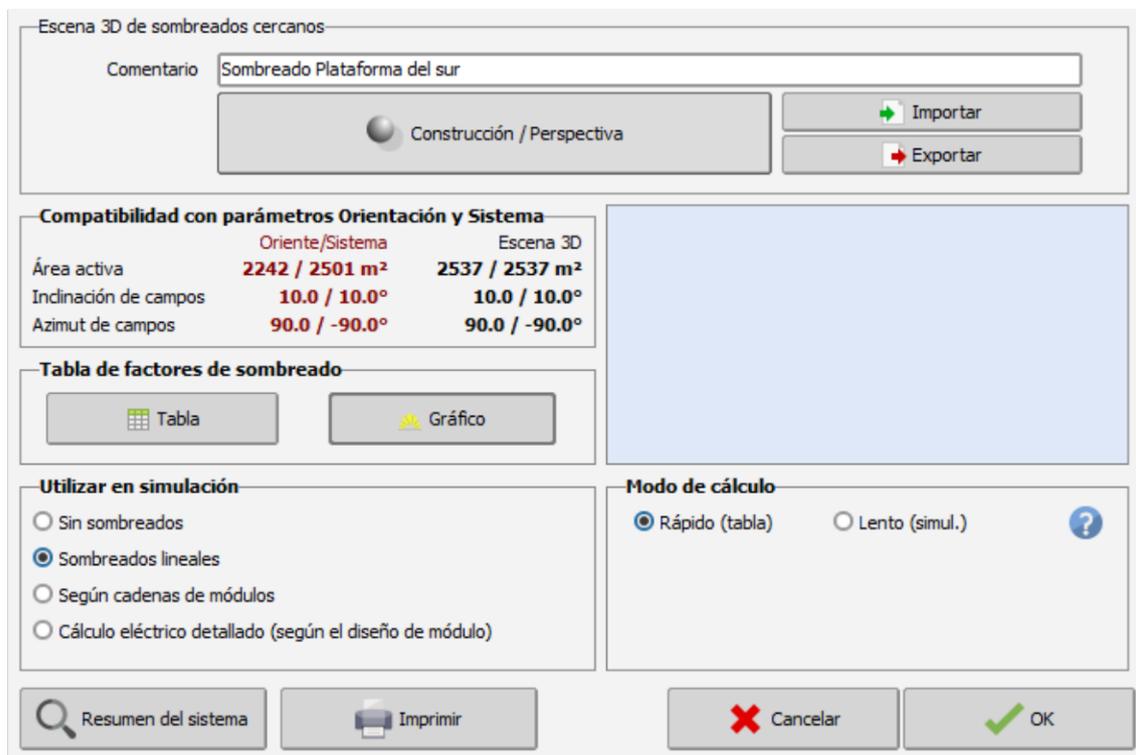


Figura 2.6. Ventana para la definición de sombreados [4].

Al salir de esta herramienta con una escena de sombreado 3D válida, el programa verificará la compatibilidad de su construcción con elementos previamente definidos para el sistema:

- La orientación de los campos 3D debe coincidir con la definida en la parte "Orientación". Si no es el caso, el programa muestra un mensaje preguntando si desea actualizar las definiciones de "Orientación".
- Se requiere definir un área 3D suficiente y razonable para colocar los módulos definidos en la parte "Sistema".

### ***Tabla de factores de sombreado***

Una vez que esta escena haya sido bien establecida, el botón "Tabla" permite construir la tabla de factor de sombreado, que calcula el factor de sombreado para una cuadrícula de direcciones solares (espaciales).

Este proceso también calcula los factores de atenuación difusa y de albedo, constantes a lo largo del año.

Después de eso, se puede ver el diagrama de sombreado y así, ejecutar la simulación.

Si se ha definido una partición en cadenas de módulos durante la construcción 3D, se calculan dos tablas simultáneamente: una para el factor de sombreado "irradiación" o "lineal" convencional y otra para el factor de sombreado según las cadenas de módulos.

El factor de sombreado es la fracción sombreada del campo fotovoltaico con respecto al área sensible completa, para una orientación solar dada (valores 0 = sin sombras, 1 = completamente sombreado).

En la construcción 3D, el factor de sombreado es un cálculo complejo que a veces requiere demasiado tiempo para ser realizado en cada paso de la simulación.

Por lo tanto, el programa construye una tabla de valores pre-calculados en la altura del sol (pasos de 10°) y azimut (pasos de 20°), en los que se puede interpolar para obtener el factor de sombreado para cualquier dirección del sol (o del espacio).

En un proyecto se tiene que establecer una tabla para cada orientación, y también para la escena de rectángulos de hilos si la opción "sombreado según hilos" está activada.

Con los sistemas de seguimiento, PVsyst establece tablas para diferentes posiciones de seguimiento, para la evaluación del factor de sombreado en difuso para cada posición.

Esta tabla se utiliza:

- Para calcular el factor de sombreado para componentes difusos y de albedo.
- Establecer el diagrama de iso-sombreado.

Para sistemas no demasiado grandes, el cálculo del factor de sombreado se puede realizar completamente en cada paso de la simulación para evitar errores de interpolación (opción "Cálculo lento").

Una vez que se ha concluido con la simulación energética del dimensionamiento preliminar se analiza si el dimensionamiento requiere ser corregido. La simulación energética realizada permite analizar que la potencia obtenida con la selección paneles fotovoltaicos e inversores cubra la energía consumida por la edificación considerando todos los factores descritos anteriormente.

El dimensionamiento preliminar cumple con el objetivo del proyecto por lo que no se requiere corregir el dimensionamiento, así que se procede a seguir con la metodología propuesta. Los resultados de la simulación se muestran en el capítulo 3.

### 2.3. Cálculo de voltaje y corriente en arreglos

Dependiendo del voltaje y corriente de los arreglos se establece el número de paneles conectados en serie y paralelo lo que permite diseñar el cableado además de los componentes de protección que se presenta en el apartado 2.4.

En la Tabla 2.7 se presentan los arreglos obtenidos, así como el total de paneles presentes por arreglo. Los arreglos A, B, C y D se establecen en el edificio principal mientras que el arreglo E se establece en el edificio secundario. El esquema de distribución de paneles se presenta en el Anexo III.

**Tabla 2.7.** Arreglos de paneles fotovoltaicos.

Arreglos	Paralelo	Serie	Total de Paneles
A	15	25	375
B	15	25	375
C	15	25	375
D	15	25	375
E	14	24	336

Considerando estos arreglos se calcula la corriente del ramal serie, la corriente nominal se obtiene de las características del panel fotovoltaico. En la Tabla 2.8 se muestra las corrientes de cada arreglo que a su vez para diseñar el cableado se considera la corriente

máxima admisible que se obtiene al multiplicar por un factor de 1,25 como lo establece las normativas. También se observa el voltaje de cada arreglo.

**Tabla 2.8.** Voltaje y corriente presente en cada arreglo.

Arreglo	Corriente ramal serie [A]	Corriente máxima admisible [A]	Voltaje [V]
A	197,55	246,94	1154,92
B	197,55	246,94	1154,92
C	197,55	246,94	1154,92
D	197,55	246,94	1154,92
E	184,38	230,48	1066,08

## 2.4. Diseño de los componentes del sistema fotovoltaico

El diseño de un sistema fotovoltaico debe tener en cuenta la cantidad de electricidad que necesita generar además de la ubicación del sistema para conocer las condiciones meteorológicas a las cuales se van a someter los paneles fotovoltaicos, que son la base fundamental para realizar un proyecto eficaz.

### 2.4.1. Dimensionamiento del cableado

El dimensionamiento del cableado para una instalación fotovoltaica es importante para garantizar que el sistema funcione correctamente y de forma segura. El cableado debe ser capaz de transportar la corriente generada por los paneles solares sin perder demasiada energía. También debe ser capaz de soportar las condiciones climáticas extremas a las que se puede exponer el sistema. En el Anexo IV se muestra las dimensiones del edificio principal y en el Anexo V las dimensiones del edificio secundario, esto permite obtener las dimensiones del cableado.

Al dimensionar el grosor de los cables, se toma en cuenta como mínimo la capacidad de corriente. El diámetro del cable debe ser capaz de soportar al menos el 125% del valor de la corriente correspondiente a la protección del circuito [12]. Además, el cableado seleccionado debe cumplir con el criterio de la caída de voltaje.

#### ***Cálculo de la caída de voltaje***

La caída de voltaje en los cables de un sistema fotovoltaico se refiere a la variación de voltaje entre el extremo de origen y el punto de destino del cableado. Esta merma se origina

debido a la resistencia eléctrica inherente del cable, la cual aumenta conforme se alarga el cable y disminuye el área transversal del conductor.

El efecto de esta reducción de tensión puede perjudicar la eficacia de un sistema fotovoltaico, ya que podría disminuir la capacidad de generación de energía. De ahí la importancia de considerar este factor al diseñar un sistema de energía solar.

La cuantía de la disminución tolerada de voltaje depende de diversos factores, como la capacidad del sistema, la longitud de los cables y el área transversal de los conductores. Como regla general, se aconseja que la disminución de tensión no supere el 3% de la tensión nominal del sistema.

A continuación, se presenta la Ecuación 2.3 y Ecuación 2.4 con las cuales se obtiene la sección del conductor para sistemas monofásicos y trifásicos respectivamente [13].

$$S = \frac{200 \times L \times I \times \rho \times \cos \varphi}{\Delta V\% \times V} \quad (2.3)$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 200 \times L \times I \times \rho \times \cos \varphi}{\Delta V\% \times V} \quad (2.4)$$

Donde  $S$  es la sección del conductor [ $mm^2$ ],  $L$  es la longitud de la línea [ $m$ ],  $I$  es la corriente que circula por el conductor [ $A$ ],  $\rho$  es la resistividad del conductor [ $\Omega \cdot mm^2/m$ ],  $\Delta V$  es la caída de voltaje máxima con respecto al voltaje nominal [% $V$ ],  $\cos \varphi$  es el factor de potencia en el tramo final.

### **Corriente máxima admisible**

La corriente máxima permitida se puede establecer utilizando las tablas de corriente máxima admisible que están presentes en las normativas eléctricas. Estas tablas suministran la corriente máxima permitida para una gama diversa de materiales, áreas de sección transversal, aislamientos y temperaturas ambientales.

Es importante no exceder la corriente máxima admisible en un conductor. Si la corriente excede la corriente máxima aceptable, el conductor se sobrecalentará y se dañará. Esto puede provocar un incendio o un cortocircuito.

### ***Dimensionamiento del calibre del neutro***

El calibre del neutro para sistemas fotovoltaicos debe dimensionarse de acuerdo con la corriente nominal del sistema. La corriente nominal del sistema se refiere a la corriente máxima que el sistema tiene la capacidad de proporcionar a la red eléctrica.

En un sistema monofásico, el neutro solo transporta la corriente de retorno de la carga. En un sistema trifásico, el neutro también transporta la corriente de desequilibrio entre las fases. La corriente de desequilibrio es la diferencia entre las corrientes de las tres fases. Esta corriente de desequilibrio puede ser cero, pero también puede ser significativa.

El calibre del conductor neutro en una conexión trifásica de cuatro hilos debe ser como mínimo del mismo calibre que el de las fases. El Código Eléctrico Nacional (NEC) permite que el conductor neutro sea de calibre inferior al de las fases si la carga es simétrica y la corriente de desequilibrio es inferior al 25% de la corriente de fase más grande [14].

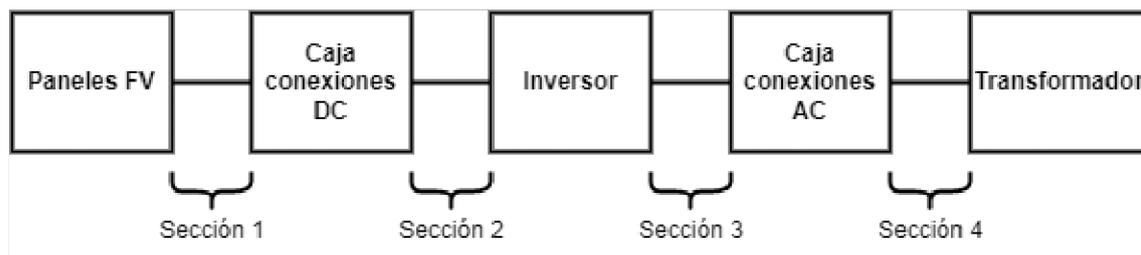
Sin embargo, en general, es mejor utilizar un conductor neutro del mismo calibre que el de las fases para garantizar la seguridad.

### ***Secciones del cableado***

En este apartado se detallan las secciones de cableado utilizadas en los distintos arreglos fotovoltaicos:

1. La primera sección empieza en los terminales de los arreglos y finaliza en la caja de agrupación de corriente continua. Debido a que hay longitudes distintas entre algunos paneles, cada sección desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta la caja de corriente continua es distinta, por lo cual se dimensiona según el criterio de la caída de voltaje para cada longitud.
2. La segunda sección empieza en la caja de conexiones de corriente continua y finaliza en los inversores (distancia relativamente corta).
3. La tercera sección inicia en la salida de los inversores y termina en la caja de conexiones AC, la cuál es el punto de conexión entre todos los inversores del edificio principal y el inversor del edificio secundario.
4. La cuarta sección empieza en la caja de agrupación AC y finaliza en el transformador para posteriormente ser conectada al medidor bidireccional.

En la Figura 2.7 se presentan las secciones de cableado a ser dimensionadas.



**Figura 2.7.** Secciones de cableado.

## 2.4.2. Dimensionamiento de los dispositivos de protección, maniobra y medición

Los dispositivos de protección deben seleccionarse para que puedan soportar las corrientes y voltajes esperados, y los aparatos de maniobra deben poder ser operados de forma segura y eficiente. En el Anexo VIII se presenta en diagrama unifilar de los dispositivos de protecciones cuyos conceptos se analizan en este apartado.

Los dispositivos de protección más usuales en sistemas fotovoltaicos incluyen los interruptores automáticos, los fusibles y los relés de sobrecarga. Los interruptores automáticos se emplean para resguardar el sistema de situaciones de cortocircuitos, mientras que los fusibles se utilizan para proteger contra excesos de corriente. Por su parte, los relés de sobrecarga son empleados para salvaguardar el sistema de aumentos térmicos anómalos.

Es un dispositivo de protección contra sobretensiones especial para el lado de DC del sistema fotovoltaico. Es ampliamente utilizado en sistemas de generación de energía fotovoltaica, como varias cajas de conexiones, inversores, gabinetes de DC, paneles de DC y otros equipos de DC importantes y vulnerables, para proteger el equipo del impacto de la sobretensión transitoria, limitando la sobretensión transitoria y descargando la sobretensión causada por un rayo o una operación de conmutación.

### ***Fusible y portafusible DC***

Para dimensionar un fusible y portafusible, se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- La corriente nominal del conductor.
- El voltaje nominal del sistema.
- El tipo de carga que se está protegiendo.
- Las normas aplicables.

El portafusibles se aplica principalmente en cajas de conexiones del arreglo fotovoltaico o directamente en inversores centrales. Las bases de fusibles ofrecen protección que ahorra espacio cuando se aplican en inversores centrales o cajas de conexiones del arreglo fotovoltaico. El portafusibles de corriente continua (DC) se ha diseñado de manera específica para salvaguardar las cadenas fotovoltaicas. Los fusibles tienen la capacidad de cortar corrientes excesivas, incluso aquellas de baja intensidad relacionadas con fallos en las series de paneles fotovoltaicos (fallo de múltiples arreglos de corriente inversa).

### ***Seccionadores***

Un seccionador fotovoltaico es un dispositivo que permite desconectar un circuito de corriente continua (CC) de su fuente de alimentación. Los seccionadores fotovoltaicos suelen utilizarse en sistemas fotovoltaicos para aislar los paneles solares de la red eléctrica en caso de mantenimiento o averías. Como el elemento va a ser instalado en cada arreglo serie, se dimensiona con la corriente nominal del panel fotovoltaico y el voltaje nominal del arreglo serie. Los seccionadores serán instalados después de los fusibles, en el lado DC.

### ***Cajas de combinación***

Una caja de combinación solar es una caja de conexiones que se utiliza para conectar los cables de varios paneles solares. Las cajas de combinación solar también suelen tener fusibles, seccionadores, protecciones de sobrecorrientes y sistemas de medición.

Las cajas de combinación solar son importantes para los sistemas solares porque ayudan a mantener los cables organizados y seguros. También ayudan a proteger los cables de los daños causados por el clima o los animales. Las cajas de combinación solar también pueden ayudar a mejorar la eficiencia de los sistemas solares al reducir la cantidad de resistencia en los cables.

Al elegir una caja de combinación solar, es importante considerar el tamaño del sistema fotovoltaico, el tipo de cables que se utilizarán y las condiciones climáticas en las que se instalará la caja. También es trascendental asegurarse de que la caja de combinación solar esté aprobada por un organismo de seguridad reconocido.

### ***Protección sobretensiones en DC***

Es un dispositivo de protección contra sobretensiones especial para el lado de DC del sistema fotovoltaico, están diseñados para absorber y disipar las sobretensiones que pueden dañar los equipos. Es ampliamente utilizado en sistemas fotovoltaica para proteger del impacto de la sobretensión transitoria, limitando la sobretensión transitoria y descargando la sobretensión causada por un rayo o una operación de conmutación.

### ***Sistema de medición de corriente***

La cantidad de corriente que se espera que se mida determinará el tamaño de los sensores de corriente que se necesitan. Los sistemas de medición de corriente están disponibles en varios tamaños, cada uno de los cuales es capaz de medir una determinada cantidad de corriente. La precisión requerida también determinará el tamaño de los sensores de corriente que se necesitan.

Para adaptarse a cada situación y satisfacer mejor las necesidades, los sistemas de medida de corriente ofrecen una amplia gama de opciones de montaje: en línea, filas al tresbolillo, vía cable, carril DIN, etc. Este equipo se puede utilizar para solventar las necesidades de instalaciones nuevas o existentes en los sectores industrial y comercial, o en centros de datos [15].

### ***Controlador de monitorización de los arreglos***

Este dispositivo posibilita la supervisión de la producción de los paneles fotovoltaicos y gestiona cualquier eventualidad con el fin de maximizar la rentabilidad de la configuración.

El controlador de monitoreo facilita la optimización de la eficiencia de este tipo de sistemas. En consecuencia, resulta esencial contar con sistemas que puedan llevar a cabo una monitorización constante, supervisión y administración de las instalaciones, permitiendo una interacción continua con todos los componentes para garantizar un rendimiento óptimo [16].

### ***Sensores de voltaje y corriente (ES-VS)***

Los sensores de voltaje y corriente (ES-VS) son una gama de dispositivos de alta precisión diseñados específicamente para la medición del voltaje y la corriente en contextos relacionados con la energía solar. Estos sensores están disponibles en diversas dimensiones y capacidades, ofreciendo flexibilidad en su elección según las necesidades de cada aplicación, y pueden ser utilizados para medir una amplia gama de voltajes y corrientes.

Al dimensionar los sensores ES-VS, es importante considerar los siguientes factores: el voltaje máximo que se espera medir, la corriente máxima que se espera medir, el rango de temperatura de funcionamiento, el medio ambiente en el que se instalarán los sensores.

### ***Interruptores caja moldeada:***

Tmax PV: Es un disyuntor que se utiliza para proteger los circuitos eléctricos de cortocircuitos y sobrecargas en aplicaciones fotovoltaicas. Excelente para proteger

combinadores, aparatas e inversores en el lado de DC. Capaz de soportar capacidades de hasta 1500 VDC y de 100 a 250 A de corriente operativa nominal [17].

Tmax XT: es un interruptor automático de caja moldeada que está diseñado para ser fácil de usar, integrar y conectar. También proporciona seguridad y calidad de forma confiable. No solo ofrece protección independiente, sino que también es un elemento clave del sistema, proporcionando flexibilidad total, capacidades extremas de ruptura y rendimiento confiable bajo presión. Se encuentra disponible en siete tamaños diferentes con características de protección de hasta 1600A [18].

### ***Tableros de distribución***

Un tablero de distribución es un gabinete que contiene el cableado y los interruptores que controlan la energía eléctrica para ser distribuida. El tablero de distribución suele estar ubicado en un armario o una habitación separada.

Un tablero de distribución o panel de interruptores separa la alimentación de la red entrante en varios subcircuitos. Por lo general, todos los interruptores, fusibles y otros dispositivos de protección de circuitos se mantendrán dentro del mismo recinto único.

Para la adecuada selección del tablero se consideran los circuitos que se van a conectar, para con ello determinar los dispositivos de protección. Además, se analiza el lugar dónde va a ser ubicado. Para este proyecto la ubicación será en el subsuelo, cercano a la cámara de transformación.

### ***Monitor de aislamiento***

El monitor de aislamiento está asociado a la puesta a tierra. Por lo tanto, la elección del sistema de puesta a tierra tiene relación directa con la seguridad y la compatibilidad electromagnética de la fuente de alimentación [19].

A diferencia de una conexión a tierra de protección, una conexión a tierra funcional puede conducir una corriente durante el funcionamiento normal de un dispositivo. Es posible que se requieran conexiones a tierra funcionales para dispositivos tales como la supresión de sobretensiones y filtros de interferencia electromagnética, algunos tipos de antenas y diversos instrumentos de medición [19]. Generalmente, la tierra protectora también se usa como tierra funcional, aunque esto requiere cuidado en algunas situaciones.

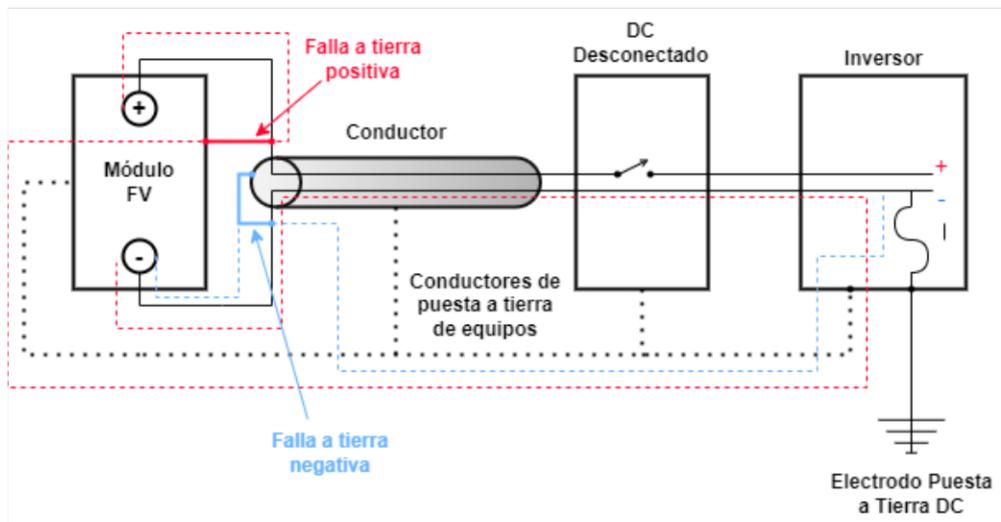
## Contadores

Un contador es un componente eléctrico que se emplea para activar o desactivar un circuito eléctrico. Aunque es similar a un relé en función, se diferencia en que un contador está diseñado específicamente para manejar cargas eléctricas de alta corriente.

Se requieren contactores especiales con el uso de imanes permanentes en los paquetes de arco. Los imanes permiten al contactor extinguir los potentes arcos eléctricos que surgen entre las superficies de contacto al interrumpir la corriente continua.

## Aplicación GFDI S804U-PVS5

La aplicación GFDI (por sus siglas en inglés Ground Fault Detection Interrupter) es usada para prevenir que las corrientes vayan por sitios no deseados, como se muestra en la Figura 2.8.



**Figura 2.8.** Trayectoria de corriente de falla a tierra [20].

Se requiere un disyuntor de alto rendimiento para prevenir esta trayectoria no deseada, capaz de detectar fallas a tierra en cualquiera de los conductores DC y en los demás componentes presentes en el sistema, incluyendo los conductores de puesta a tierra.

## Protección sobrevoltaje en AC

La protección contra sobrevoltaje es un dispositivo que protege un sistema eléctrico de daños causados por voltajes excesivos. Para dimensionar correctamente, se deben considerar los siguientes factores: voltaje nominal del sistema, corriente nominal del sistema, tipo de carga conectada al sistema.

Es un dispositivo adecuado para monitorear constantemente el voltaje con el objetivo de proteger los sistemas del sobrevoltaje transitorio (rayo).

### ***Celda de distribución en MT + unidad interfaz de protección***

La forma de dimensionar una celda de distribución y una unidad de interfaz de protección (PIU – Power Interface Unit) es considerar la siguiente información:

- La cantidad de circuitos que se alimentarán desde la celda de distribución y la PIU.
- El tipo de carga que alimentarán los circuitos.
- La corriente nominal de cada circuito.
- La tensión nominal de cada circuito.
- El área que se alimentará desde la celda de distribución y la PIU.
- La altura de la celda de distribución y la PIU.

Una vez que se haya considerado toda esta información, se puede seleccionar una celda de distribución y una PIU que sea adecuada para la aplicación.

Existe en el mercado una unidad de control de aparamenta de conmutación y protección que se detalla en el siguiente capítulo.

### **2.4.3. Diseño de puesta a tierra**

Según el Código Eléctrico Nacional (NEC), es necesario que los sistemas fotovoltaicos cuenten con sistemas de puesta a tierra de equipos siempre que existan superficies metálicas o conductoras expuestas que puedan cargarse eléctricamente. Esta normativa es aplicable a sistemas fotovoltaicos que operan a cualquier nivel de voltaje, incluyendo los sistemas solares independientes de baja tensión, como los sistemas de 12 voltios [14]. Las superficies metálicas que están al descubierto engloban elementos como los marcos de los paneles fotovoltaicos, las estructuras metálicas de montaje, los conductos de metal y los recintos para combiners, desconexiones, inversores y controladores de carga, además de otras partes conductoras presentes en el sistema eléctrico.

Para garantizar una construcción segura y económica del sistema de puesta a tierra de las plantas de energía fotovoltaica, la parte metálica de la base que soporta la estructura metálica del conjunto fotovoltaico debe considerarse como un electrodo de puesta a tierra adicional [21]. Este aspecto reviste gran importancia ya que contribuye significativamente

a la reducción de la resistencia de tierra en el sistema solar. Al hacerlo, incrementa el potencial de tierra y las tensiones de contacto y de paso que surgen en la instalación en caso de una falla a tierra. Por consiguiente, se consigue garantizar la seguridad y la eficiencia sin requerir la instalación de cables de tierra excesivamente largos o la utilización de materiales de alta resistencia en toda el área de montaje del sistema fotovoltaico.

### **Calibre del conductor de puesta a tierra**

A continuación, se muestra la Tabla 2.9. que contiene un resumen del calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra, a mayor detalle se encuentra en la Anexo I. El calibre por seleccionarse depende de la corriente máxima del equipo a proteger, para el lado de DC se tiene los arreglos fotovoltaicos y los inversores.

**Tabla 2.9.** Capacidad de corriente del cable con respecto al calibre.

<b>Capacidad del dispositivo de protección contra sobrecorriente del grupo de módulos [A]</b>	<b>Calibre AWG del cable de cobre</b>
20	12
30	10
40	10
60	8
100	6
200	4
300	3
400	2
500	1

En las Tabla 2.10 y Tabla 2.11 se observa el calibre adecuado para los módulos fotovoltaicos y los inversores.

**Tabla 2.10.** Calibre del conductor de puesta a tierra edificio principal.

<b>Equipo</b>	<b>Calibre AWG de cobre</b>
Arreglo fotovoltaico	4
Inversor	3

**Tabla 2.11.** Calibre del conductor de puesta a tierra edificio secundario.

<b>Equipo</b>	<b>Calibre AWG de cobre</b>
Arreglo fotovoltaico	4
Inversor	3

### **Resistividad del terreno**

Los valores típicos para la resistividad de un terreno específico se toman de [22]. Según las características del terreno se considera que la varilla de puesta a tierra se introduce en un terreno con una resistividad de 150  $\Omega\text{m}$ .

La resistencia de tierra según tipo de electrodo se calcula con la Ecuación 2.5.

$$R_T = \frac{r}{2\pi L} \times \ln \left| \frac{4L}{d} - 1 \right| \quad (2.5)$$

Donde  $r$  es la resistividad del suelo dado en  $\Omega\cdot\text{m}$ ,  $L$  es la longitud y  $d$  es el diámetro de la varilla, respectivamente en metros.

### **Electrodos en paralelo**

Para disminuir la resistencia de tierra, se colocan varillas adicionales en paralelo. El espacio entre los electrodos debería ser al menos igual a la longitud de la varilla, pero se sugiere que sea el doble de esa longitud [22]. Dado que se busca lograr una resistividad de entre 1 y 5 ohmios, se estudian las resistividades hasta alcanzar el valor deseado, se aplica la Ecuación 2.6.

$$R_{TE} = \frac{R}{n} \times F \quad (2.6)$$

Donde  $R$  es la resistencia de puesta a tierra,  $n$  es el número de varillas y  $F$  es un factor (ver Tabla 2.12).

**Tabla 2.12.** Valor del factor  $F$ , en base al número de varillas en paralelo.

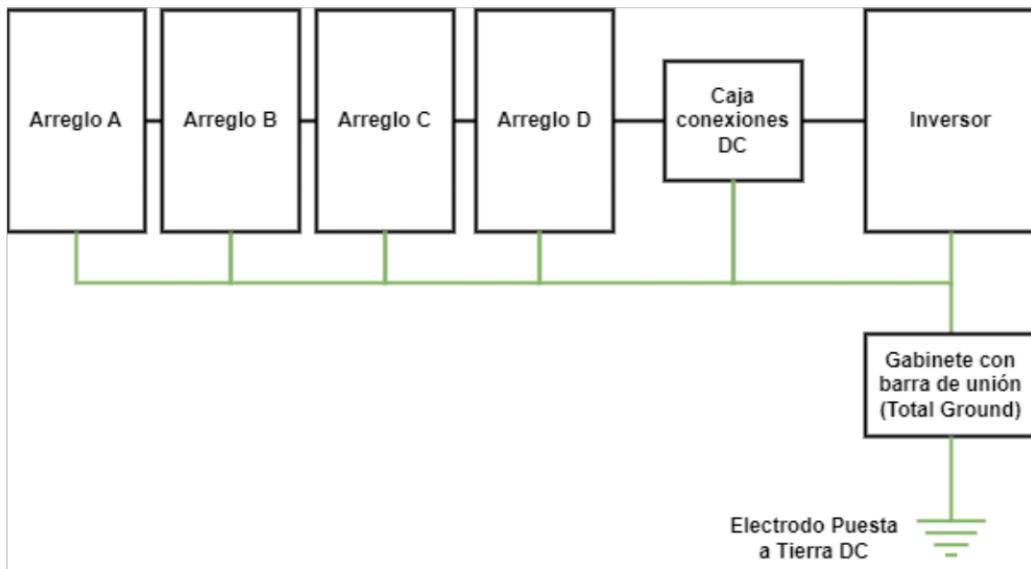
Número de varillas	Factor F
2	1,16
3	1,29
4	1,36
8	1,68
12	1,80
16	1,92
20	2,00
24	2,16

### **Conexión del sistema de puesta a tierra**

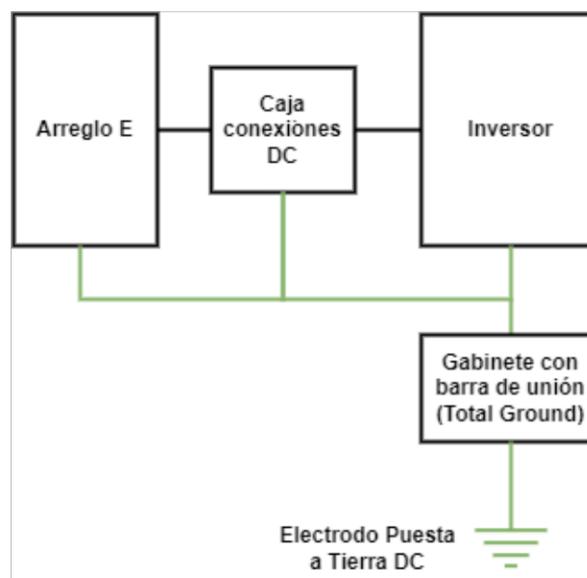
Se requiere conectores auxiliares que permitan conectar el módulo a la estructura. De tal manera que se tiene todo el arreglo conectado sin necesidad de utilizar cantidades excesivas de cable.

Para conectar los conductores de cada serie en un conjunto, es esencial emplear una barra de unión de tierra que posibilite la conexión de todo el arreglo. Una vez que se complete esta unión, se obtiene un único conductor que conecta todos los dispositivos a ser protegidos.

La Figura 2.9 muestra el diagrama simplificado de los arreglos del edificio principal mientras que la Figura 2.10 muestra el diagrama simplificado de los arreglos del edificio secundario.



**Figura 2.9.** Diagrama de conexión simplificada de puesta a tierra edificio principal.



**Figura 2.10.** Diagrama de conexión simplificada de puesta a tierra edificio secundario.

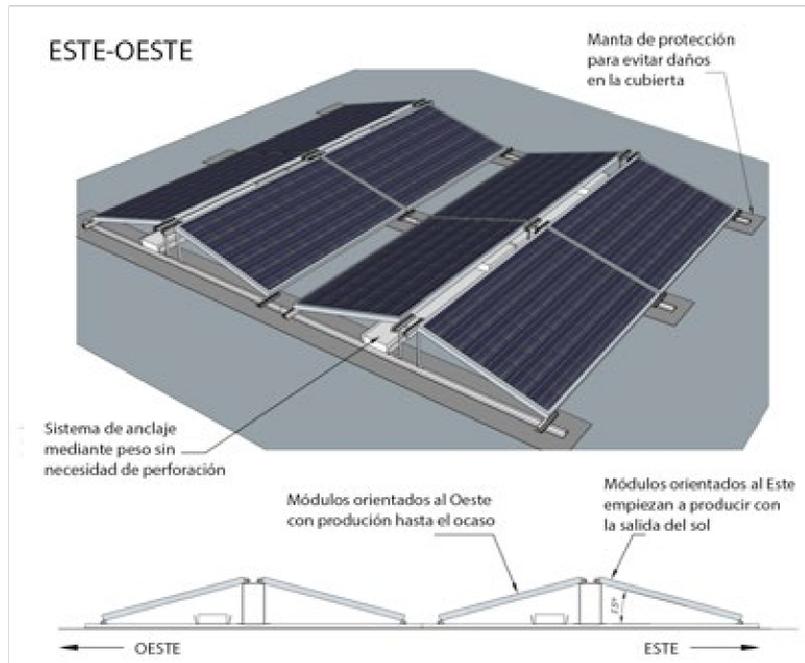
#### 2.4.4. Medidor de energía bidireccional

Un medidor de energía bidireccional es un dispositivo que puede medir el flujo de energía en ambas direcciones, de la red eléctrica a una propiedad y de la propiedad a la red eléctrica. La Regulación No. ARCERNR 001/21 establece sugerencias en las especificaciones que deben tener los equipos de medición [1]:

- Medidor para energía activa / reactiva.
- Corriente máxima de operación (Clase en amperios), siguiendo las normas IEC o equivalentes.
- Frecuencia operativa: 60 Hz.
- Precisión para la medición de energía activa y reactiva: 0.5% o superior.
- Capacidad de almacenamiento de datos en intervalos de al menos 15 minutos.
- Conexiones de prueba para corriente en cortocircuito y potencial, instaladas antes de los medidores, con las protecciones adecuadas.
- Memoria no volátil con capacidad de almacenar información durante 45 días consecutivos, para intervalos de 15 minutos.
- Fuente de energía auxiliar (batería).
- Reloj de cuarzo como referencia de tiempo (independiente de la frecuencia de la red) y con posibilidad de sincronización local.
- Deben estar disponibles los protocolos certificados de pruebas realizadas en fábrica o en sitio.

#### 2.4.5. Estructuras de soporte

El sistema de generación fotovoltaico se instala en 2 techos planos con similares características. Este sistema de montaje en techo con balasto no suele requerir penetraciones en el techo y agregará 3-7 PSF (1 PSF equivale a 4.88 kg/m<sup>2</sup>) de peso al techo. En áreas donde el techo no puede soportar estructuralmente este peso adicional, se pueden usar accesorios mecánicos. Con este tipo de sistema, los módulos solares normalmente se instalan con una inclinación de 5, 10 y 15 grados. El proyecto se realiza con un sistema como en la Figura 2.11.



**Figura 2.11.** Módulos solares instalados Este-Oeste [24].

En el Anexo IX se presenta las características de la estructura de soporte.

### 3. RESULTADOS

#### 3.1. Resultados del diseño de los componentes del sistema

A continuación, se presenta un resumen del cableado calculado.

##### **Cableado**

En la Tabla 3.1 se presenta los resultados obtenidos para el cableado DC de la primera sección, desde los arreglos serie de los inversores hasta la caja de conexiones DC. Se observa que los arreglos serie no están a similar distancia, por lo que, para el cálculo de la sección del cable se tiene en cuenta 5 distancias: corta, semicorta, media, larga y extralarga. Se toman estas distancias por la simetría de colocación de los paneles y la simetría de la edificación.

**Tabla 3.1.** Calibre seleccionado para la sección 1.

<b>Distancia</b>	<b>Tipo</b>	<b>L [m]</b>	<b>Calibre AWG</b>
Corta	Monofásico	23,00	2
Semicorta	Monofásico	45,35	1
Media	Monofásico	97,64	4/0
Larga	Monofásico	154,64	350
Extra Larga	Monofásico	212,20	400

En la Tabla 3.2 se presenta los resultados obtenidos para el cableado DC de la segunda sección, empieza en la caja de conexiones DC y termina en la entrada de los inversores. En la Figura I se muestra una representación de esta sección de cableado.

**Tabla 3.2.** Cableado seleccionado para la sección 3.

<b>Arreglo</b>	<b>Tipo</b>	<b>L [m]</b>	<b>Calibre AWG</b>
A	Monofásico	5,00	8
B	Monofásico	5,00	8
C	Monofásico	5,00	8
D	Monofásico	5,00	8
E	Monofásico	10,00	6

La tercera sección empieza en los inversores y se conecta a la caja de conexiones AC. En la Tabla 3.3 se muestran las longitudes con su respectiva sección calculadas, la caja de

conexión se prevé ubicarse cercana a la cámara de transformación de la edificación, por tal razón se tiene distancias largas. La distancia desde el inversor del arreglo E hacia la caja de conexiones AC se da porque este arreglo se encuentra en el edificio secundario.

**Tabla 3.3.** Cableado seleccionado para la sección 4.

Arreglo	Tipo	L [m]	Calibre AWG
A	Trifásico	35,00	4
B	Trifásico	80,00	2/0
C	Trifásico	80,00	2/0
D	Trifásico	125,00	3/0
E	Trifásico	150,00	250

Los resultados de la cuarta y última sección se muestran en la Tabla 3.4. La distancia desde la caja de conexiones AC hasta el transformador es corta porque se encuentran en la misma planta.

**Tabla 3.4.** Cableado seleccionado para la sección 4.

Arreglo	L [m]	Calibre AWG
A	10,00	3/0
B	10,00	3/0
C	10,00	3/0

Los cálculos de todas las secciones se encuentran en el Anexo VII. Las dimensiones del edificio principal y secundario se encuentran en el Anexo IV y V respectivamente.

### ***Resultados de los componentes de protección, maniobra y medición***

A continuación, se presentan los elementos seleccionados para la protección, medición y maniobra:

#### ***Fusible y portafusible***

Se selecciona en base al nivel de voltaje presente en las salidas de los arreglos fotovoltaicos. El fusible de la serie E90PV está diseñado para aplicaciones de 1000-1500 V en DC. Esta serie está enfocada a la protección contra sobrecorriente en sistemas fotovoltaicos. Las dimensiones del fusible cilíndrico son: 10x38 mm para 1000 VDC o 10x85 mm para 1500 VDC [25].

### **Seccionadores**

Los seccionadores se eligen en función de la corriente. En un arreglo en serie, la corriente será la misma por lo que, se elige los seccionadores de la serie OTDC que dispone de corrientes nominales de 16-32 A (3 versiones modulares) y de 100-500 A (configuración de 2 polos), en ambos casos hasta 1000 VDC. EL primer caso se ajusta a los requerimientos del proyecto.

### **Cajas de combinación**

Las cajas de combinación solares permiten agrupar de manera ordenada los arreglos para así, mejorar la seguridad de los paneles solares y de toda la planta fotovoltaica. La caja de combinación con tablero Gemini de 16 cadenas y 1500 VDC se ajusta al presente proyecto, se requiere una caja de combinación para cada arreglo.

### **Protección sobretensiones en CC**

Para aplicaciones de hasta 1500 VDC se tiene el dispositivo OVR PV QS. Al ser instalados en el exterior, los sistemas fotovoltaicos están sujetos a sobrevoltajes provenientes de descargas atmosféricas, también proveniente de una perturbación de la red eléctrica.

### **Sistema de medición de corriente**

El CMS (Current Metering System) es en una unidad de control, que contiene sensores internamente, permitiendo un fácil monitoreo de las líneas individuales de una instalación. El sistema CMS-600 permite medir corrientes CA y CC en hasta 64 líneas.

Tiene una unidad de control equipada con una pantalla táctil iluminada. Permite realizar las mediciones y el control de los sensores externamente. Como tal, la unidad de control CMS-600 se puede integrar muy fácilmente en una arquitectura Modbus existente. Como opción, los valores medidos también se pueden visualizar y procesar por medio de un control lógico programable (PLC).

### **Interruptores caja moldeada**

Los interruptores de caja moldeada de la serie Tmax están diseñados para ofrecer una protección independiente, se consideran elementos clave del sistema que proporcionan una flexibilidad completa, una capacidad de ruptura extrema y un rendimiento fiable. Con características de protección de hasta 1600 A.

### ***Interruptores bastidor abierto:***

El interruptor automático de bastidor abierto elegido es el Emax 2. Se diseña para aumentar la eficiencia, reduciendo el consumo energético a las necesidades del usuario, al mismo tiempo que protege a los circuitos eléctricos.

El interruptor contiene un relé de protección con un controlador de potencia integrado que mide y evalúa el consumo energético, gestionando las cargas para mantener o reducir los picos en el uso de la energía.

### ***Tableros distribución:***

El tablero de distribución principal es de la marca ABB. El tablero se selecciona por la capacidad de corriente. El tablero System Pro-E con intensidad nominal hasta 6300 A e intensidad de cortocircuito hasta 120 kA es el tablero que cumple con los requisitos del presente proyecto. El grado de protección, la forma de división y las características eléctricas cumplen con las normativas.

### ***Monitor de aislamiento***

Los relés de control de aislamiento de la serie CM-IWx proporcionan un control continuo del aislamiento de los sistemas IT. El dispositivo detecta fallos de aislamiento en cuanto se producen y funciona en cuanto el valor del fallo de aislamiento cae por debajo de un umbral mínimo especificado (1-200 kOhm). Esto garantiza un funcionamiento seguro del sistema y evita otro fallo de aislamiento más grave que provoque un cortocircuito que dispare el interruptor principal.

### ***Aplicación GFDI***

El S804U-PVS5 es un disyuntor de alto rendimiento de 4 polos con terminal de jaula y una corriente nominal de 5A. Este dispositivo está desarrollado para cumplir con los requisitos como GFDI (Ground Fault Detection Interrupteur) en sistemas fotovoltaicos. El voltaje nominal es de 1000V DC. Tiene dos mecanismos de disparo diferentes, el mecanismo de disparo térmico para la protección contra sobrecargas y el mecanismo de disparo electromecánico para la protección contra cortocircuitos. La amplia gama de accesorios hace que el uso de S804U-PVS5 sea más cómodo [26]. Debido a la rápida extinción por arco de S804U-PVS5, la aplicación estará protegida.

### **Celda de distribución en MT + unidad interfaz de protección**

REF 542plus es un equipo de control y protección multifuncional. Con las siguientes funciones

- Protección
- Medición
- Control
- Monitorización y autodiagnóstico
- Comunicación

Todas las funciones disponibles del equipo se encuentran integradas en un entorno programable. Está compuesta por una unidad base y una unidad de interfaz hombre-máquina independiente que cuenta con su propia fuente de alimentación [27].

### **Puesta a tierra**

Mediante la Ecuación 2.3 se calcula la resistencia de puesta a tierra:

$$R_T = \frac{150}{2\pi \times 2,4} \times \ln \left| \frac{4 \times 2,4}{0,15875} - 1 \right|$$

$$R_T = 42,36 \Omega$$

En la Tabla 3.5 se presenta los cálculos de varillas necesarias para disminuir la resistencia de puesta a tierra con la Ecuación 2.4.

**Tabla 3.5.** Resistencia de puesta a tierra calculada para n varillas.

<b>Número de varillas</b>	<b><math>R_{TE}</math></b>
2	24,57
3	18,21
4	14,40
8	8,90
12	6,35
16	5,08
20	4,24
24	3,81

Considerando tener una resistencia menor a 5 ohmios se establece que el número apropiado de varillas es 20. Las características de la varilla son: material de acero recubierto de cobre, longitud de 2.4 m y el diámetro de 5/8”.

### ***Medidor de energía bidireccional***

El medidor bidireccional debe ser capaz de medir la energía y demanda activa, reactiva y aparente en redes de trifásicas de 4 hilos. Además de medir: el voltaje, corriente, factor de potencia de las fases y frecuencia.

El medidor MT174 se ajusta a los requerimientos del proyecto, las características se encuentran en [28].

### ***Estructura de soporte***

La estructura ideal para este tipo de instalación es el Sistema Dome 6 cuyas características se pueden visualizar en [29].

## **3.2. Resultados de la simulación energética**

La simulación se realiza con los datos del sitio geográfico de la Tabla 3.6.

**Tabla 3.6.** Datos sitio geográfico

<b>Sitio</b>	Plataforma Gubernamental de Desarrollo Social
<b>País</b>	Ecuador
<b>Región</b>	América del Sur
<b>Datos Meteo</b>	Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100%
<b>Latitud</b>	-0,29 °S
<b>Longitud</b>	-78,5 °O
<b>Zona horaria</b>	UTC-5

### ***Resumen del sistema***

Se realiza la simulación de un sistema conectado a la red para el periodo de 25 años con las siguientes consideraciones:

- Se realiza dos orientaciones del campo fotovoltaico:
  - Inclinação de 10° y azimut de 90°
  - Inclinação de 10° y azimut de -90°

- Un total de 1826 módulos fotovoltaicos con una potencia nominal total de 1074 kWp.
- Número de inversores: 5 unidades. Potencia nominal total de 925 kWca.

### **Características del generador FV**

El módulo fotovoltaico es el modelo JKM585M-7RL4-V cuyas características se presenta en la Tabla 3.7 y el inversor es el modelo SUN2000-185KTL-H1, las características del inversor se muestran en la Tabla 3.8.

**Tabla 3.7.** Resumen de características panel JKM585M-7RL4-V.

<b>Fabricante</b>	Jinkosolar
<b>Modelo</b>	JKM585M-7RL4-V
<b>Unidad Nom. Potencia</b>	585 Wp
<b>Voltaje de operación a P<sub>máx</sub></b>	44,42 V
<b>Corriente de operación a P<sub>máx</sub></b>	13,17 A

**Tabla 3.8.** Resumen de características inversor SUN2000-185KTL-H1.

<b>Fabricante</b>	Huawei Technologies
<b>Modelo</b>	SUN2000-185KTL-H1
<b>Potencia Nominal</b>	185 kWp
<b>Voltaje Nominal</b>	1080 V
<b>Corriente Máxima Total</b>	50 A
<b>Número de Entradas con MPPT</b>	18

Se tiene 5 arreglos con similares características que se muestran en la Tabla 3.9. El arreglo E se coloca en el edificio secundario.

**Tabla 3.9.** Arreglos fotovoltaicos.

<b>Arreglos</b>	<b>P<sub>nom</sub> Inversor</b>	<b>Cadenas</b>	<b>Serie</b>	<b>Total</b>
A	185	15	25	375
B	185	15	25	375
C	185	15	25	375
D	185	15	25	375
E	185	14	24	336

El diagrama unifilar obtenido de PVsyst con los datos ingresados se observa a continuación en la Figura 3.1.



Figura 3.1. Diagrama unifilar del sistema obtenido de PVsyst [4].

### Pérdidas

Una vez que se haya configurado todas las pérdidas mencionadas en el capítulo anterior se tiene la Figura 3.2.

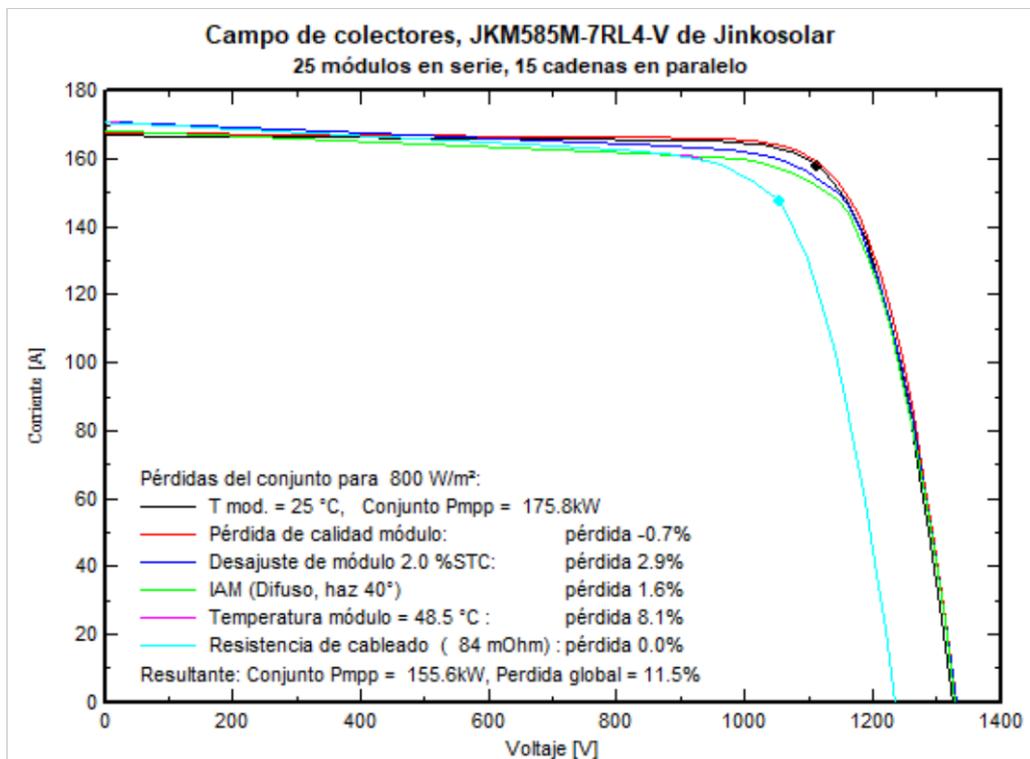


Figura 3.2. Gráfico de pérdidas [4].

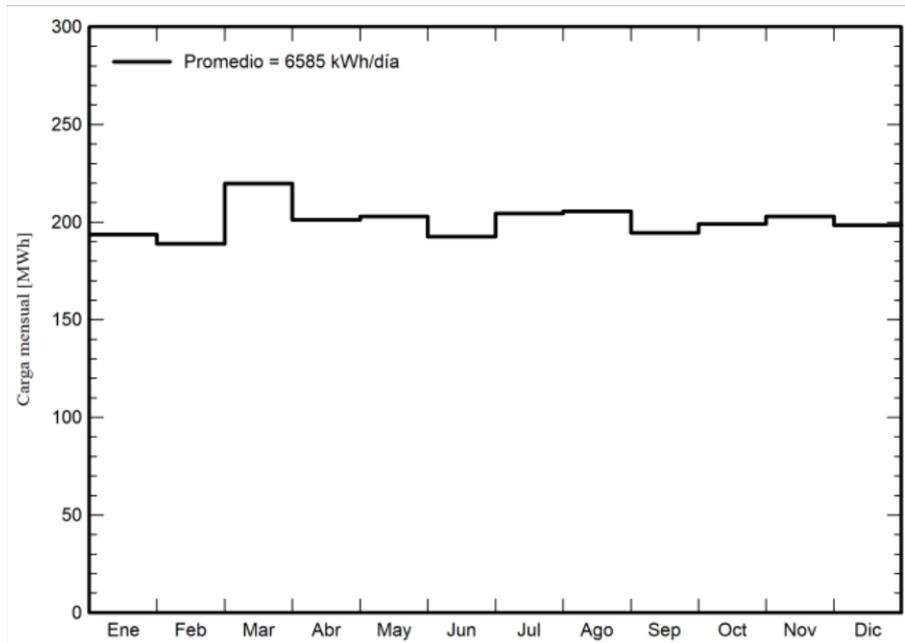
Las pérdidas se detallan en porcentajes y se consideran las siguientes:

- Pérdida de calidad del módulo
- Desajuste del módulo
- IAM
- Temperatura del módulo
- Resistencia del cableado

Lo que produce una pérdida global de 11,5%.

### **Autoconsumo**

Para el autoconsumo se ingresan los valores de kWh/días obtenidos de las planillas. Los valores mensuales ingresados se observan en la Figura 3.3. Se calcula un consumo promedio de 6585 kWh/día.



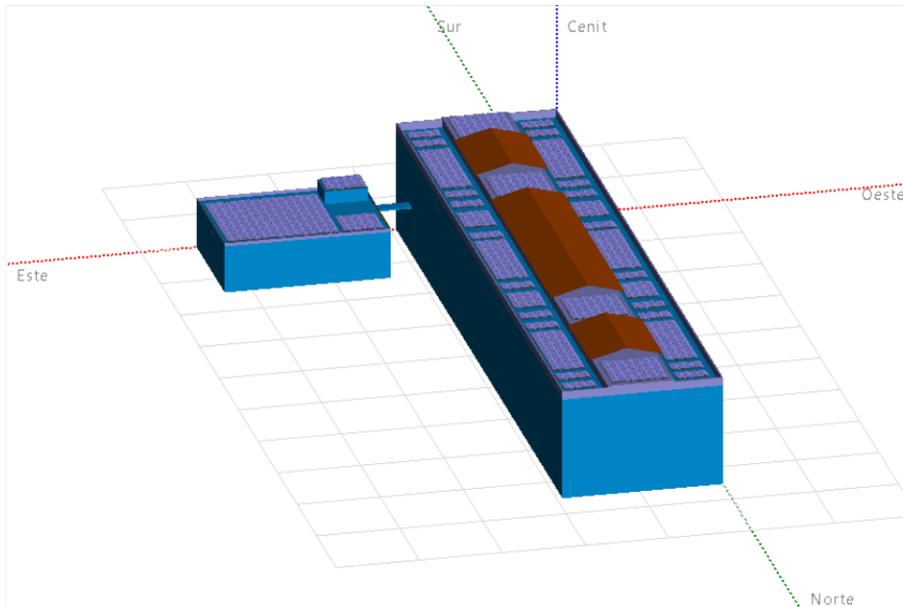
**Figura 3.3.** Valores mensuales de kWh [4].

### **Factores de sombreado**

La construcción 3D del presente proyecto se muestra en la Figura 3.4. El factor de sombreado es un cálculo complejo que a veces requiere demasiado tiempo para ser realizado en cada paso de la simulación. Por lo tanto, el programa construye una tabla de

valores precalculados en la altura del sol (pasos de 10°) y azimut (pasos de 20°), en los que se puede interpolar para obtener el factor de sombreado para cualquier dirección del sol (o del espacio). Este proceso se realiza para ambas orientaciones, 90°C (ver Figura 3.5) y -90C (ver Figura 3.6).

Con los sistemas de seguimiento, PVsyst establece tablas para diferentes posiciones de seguimiento, para la evaluación del factor de sombreado para cada posición. Y, se realiza el gráfico de proyección solar con las pérdidas por sombreado, se presenta en las Figuras 3.7 y 3.8.



**Figura 3.4.** Construcción 3D para análisis de sombras [4].

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	0.001	0.001	0.001	0.001	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	0.001	0.001	0.001	0.001	0.010	0.020	0.020	0.011	0.002	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.003	0.003	0.003	0.017	0.049	0.079	0.079	0.049	0.017	0.001	0.000	0.000
40°	0.005	0.003	0.001	0.029	0.052	0.052	0.031	0.004	0.006	0.007	0.007	0.062	0.136	0.166	0.166	0.132	0.059	0.006	0.005	0.005
30°	0.016	0.013	0.049	0.097	0.142	0.142	0.101	0.051	0.012	0.014	0.032	0.159	0.249	0.295	0.290	0.228	0.151	0.037	0.016	0.016
20°	0.040	0.049	0.175	0.217	0.319	0.320	0.218	0.172	0.040	0.029	0.135	0.326	0.495	0.551	0.532	0.427	0.270	0.128	0.040	0.040
10°	0.140	0.292	0.523	0.594	0.579	0.581	0.598	0.529	0.280	0.111	0.437	0.772	0.817	0.801	0.781	0.710	0.611	0.364	0.140	0.140
2°	0.445	0.535	0.872	0.971	0.840	0.843	0.977	0.887	0.521	0.442	0.931	0.928	0.919	0.915	0.910	0.903	0.894	0.878	0.445	0.445

**Figura 3.5.** Tabla de factores de sombreado (lineal), azimut de 90° [4].

Azimet	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
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	0.014	0.023	0.023	0.015	0.000	0.001	0.001	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	0.019	0.042	0.066	0.066	0.043	0.021	0.003	0.003	0.003	0.002	0.007	0.011	0.012	0.008	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.005	0.006	0.051	0.099	0.123	0.123	0.101	0.056	0.009	0.007	0.006	0.011	0.047	0.083	0.081	0.042	0.009	0.004	0.005	0.005
30°	0.016	0.038	0.119	0.176	0.199	0.200	0.180	0.121	0.037	0.013	0.012	0.073	0.159	0.226	0.220	0.141	0.065	0.014	0.016	0.016
20°	0.039	0.115	0.228	0.334	0.358	0.359	0.336	0.225	0.107	0.028	0.048	0.253	0.374	0.499	0.480	0.309	0.199	0.046	0.039	0.039
10°	0.138	0.332	0.540	0.598	0.590	0.591	0.601	0.546	0.325	0.110	0.376	0.751	0.820	0.802	0.779	0.704	0.582	0.304	0.138	0.138
2°	0.445	0.863	0.868	0.872	0.872	0.875	0.883	0.885	0.874	0.442	0.705	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.966	0.563	0.445	0.445

Figura 3.6. Tabla de factores de sombreado (lineal), azimet de -90° [4].

Durante la elaboración de la tabla de sombreado, los puntos (posiciones del sol) situados detrás del plano del campo fotovoltaico aparecen en azul.

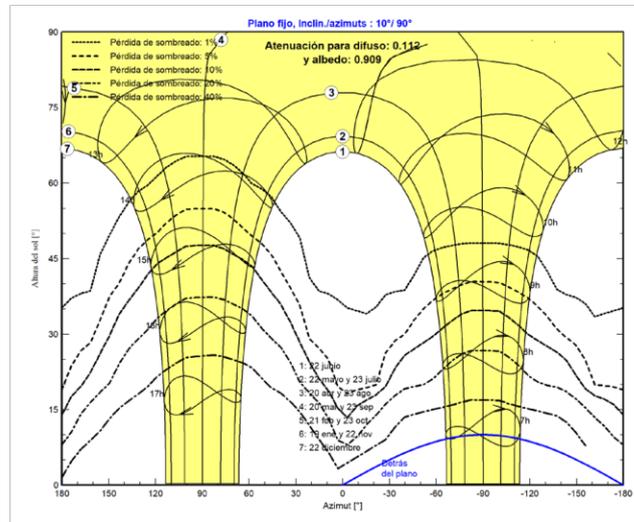


Figura 3.7. Oriente #1, inclinación = 10°, azimet = 90° [4].

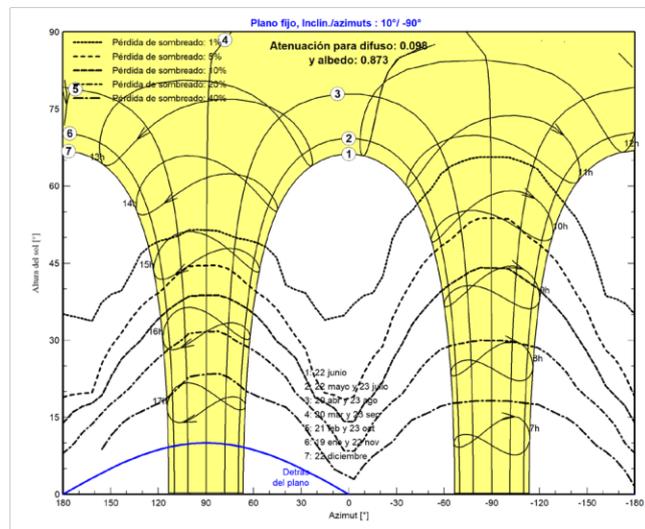


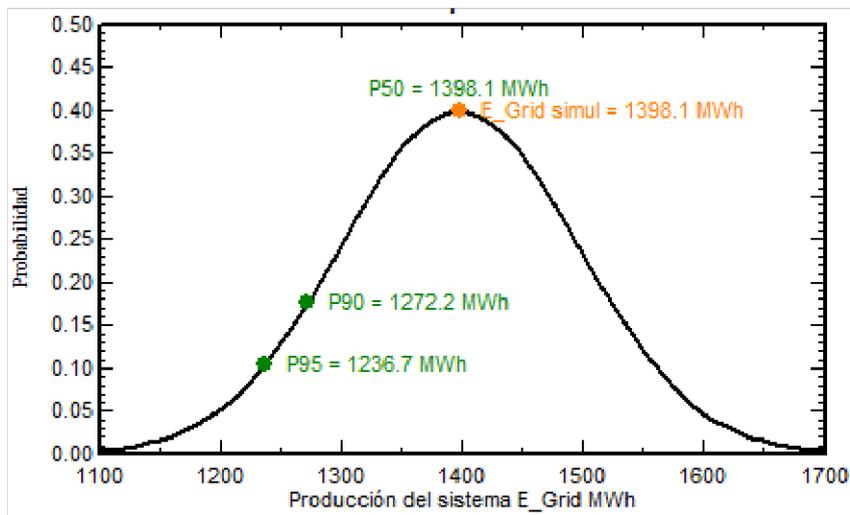
Figura 3.8. Oriente #2, inclinación = 10°, azimet = -90° [4].

### ***Enfoque probabilístico***

PVsyst permite realizar un análisis de distribución probabilístico con el enfoque probabilístico P50-P90 que indica el intervalo de confianza. Es decir, el valor 50 o 90, indica la producción anual que se espera superar con la producción del 50% o 90% respectivamente.

El análisis resulta en:

- P50 = 1398,1 MWh
- P90 = 1236,7 MWh



**Figura 3.9.** Distribución de probabilidad [4].

El informe de la simulación realizada en PVsyst se tiene en el Anexo X.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1. Conclusiones**

Los datos de irradiación solar comparados con la media de otras localidades da una idea clara del potencial solar de la zona, permitiendo aprovechar el recurso solar de mejor manera y obteniéndose energía a través de fuentes no convencionales como la solar. El uso del recurso solar no solo genera ahorros económicos al implementarlo, sino que también reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> al medio ambiente.

La ubicación del sistema de generación fotovoltaico debe ser un lugar donde las sombras de los elementos cercanos o lejanos no afecten significativamente la generación de energía eléctrica, lo que permite maximizar el uso del recurso solar. Para evitar el sombreado mutuo se puede optar por la instalación de paneles fotovoltaicos en dos orientaciones y, por lo tanto, evitar pérdidas, es crucial calcular correctamente las distancias entre las filas y columnas de los paneles fotovoltaicos.

Los elementos de protección, maniobra y medición permiten la supervisión de plantas fotovoltaicas para mejorar la eficiencia energética en la obtención de energía solar fotovoltaica. La gestión de información y mantenimiento es una tarea compleja que hace indispensable dimensionar equipos que permitan una ágil y efectiva respuesta frente a cualquier incidencia que pueda ocurrir.

Debido a la naturaleza de los sistemas fotovoltaicos en sus diversas manifestaciones, que a su vez sirven como solución para cada necesidad energética única, pueden desarrollarse situaciones de riesgo tanto para las personas como para los equipos eléctricos del propio sistema y del entorno. Un diseño de puesta a tierra adecuado, considerando las normativas y regulaciones existentes, ofrece seguridad para personas y protección a los equipos eléctricos.

El software PVsyst permite verificar que los componentes dimensionados realmente estén acorde a los requerimientos del proyecto. Usando el software, se verificaron los cálculos del número máximo de paneles en serie y en paralelo, las pérdidas debidas a diversas variables. Además, considerando la modelación en 3D para las pérdidas por sombreado. El informe de PVsyst establece que el sistema fotovoltaico diseñado autoabastece el consumo de la construcción y, por lo tanto, da paso a implementarlo físicamente.

## **4.2. Recomendaciones**

Se recomienda dimensionar los componentes se requiere revisar disponibilidad de mercado, el mercado ecuatoriano no es muy amplio en sistemas fotovoltaicos por lo que se debe seleccionar componentes disponibles en el mercado y además verificar si el software PVsyst contiene esos componentes, con el fin de obtener simulaciones más realistas.

Se recomienda tener en cuenta la potencia de la planta fotovoltaica. Debe regirse a los lineamientos de la Regulación No. ARCONEL 003/18, establece los pasos que se debe seguir para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica de hasta 1 MW. Es importante tener en cuenta si se desea seguir con el proceso de implementación de la planta fotovoltaica para autoconsumo de manera física.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ARCERNNR, “Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021,” pp. 1–39, 2021.
- [2] E. Franklin, “Solar Photovoltaic ( PV ) System Components,” *Univ. Arizona - Coop. Ext.*, no. May, pp. 1–8, 2018.
- [3] A. J. I. Cooperation, “PV Systems Manual,” no. October, 2006.
- [4] “PVsyst – Logiciel Photovoltaïque.” <https://www.pvsyst.com/> (accessed May 16, 2023).
- [5] A. A. Irizarry, J. A. Colucci, and E. O’Neill, “Chapter 5 Solar Photovoltaics,” *Achievable Renew. Energy Targets*, pp. 1–96, 2014, [Online]. Available: [https://www.uprm.edu/aret/docs/Ch\\_5\\_PV\\_systems.pdf](https://www.uprm.edu/aret/docs/Ch_5_PV_systems.pdf)
- [6] J. Miralles and R. Massanés, “Perspectiva Ambiental,” p. 34, 2000.
- [7] A. G. Cook, L. Billman, and R. Adcock, “Photovoltaic Fundamental,” pp. 1–68, 1995.
- [8] ABB, “Photovoltaic module | Enel Green Power.” <https://www.enelgreenpower.com/learning-hub/renewable-energies/solar-energy/photovoltaic-module> (accessed May 24, 2023).
- [9] S. S. Shukir, “Solar System Inverters Types,” *J. Adv. Electr. Devices*, no. 6, 2022, [Online]. Available: [www.matjournals.com](http://www.matjournals.com)
- [10] “Types of Solar Mounts and Technology • Melink Solar.” <https://melinkcorp.com/solar/types-of-solar-mounts> (accessed May 24, 2023).
- [11] M. Serrano, “Diseño, Simulación Y Análisis De Resultados De Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red,” no. December 2018, pp. 1–27, 2018, [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/336458809>
- [12] MIDUVI, “Norma Ecuatoriana de la Construcción.” 2018.
- [13] SERTEC, “Cálculo de caídas de tensión.”
- [14] Instituto Ecuatoriano De Normalización, “Código Eléctrico Nacional,” *Natl. Electr. Code*, pp. 16–931, 2013, [Online]. Available: <https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/CPE-19.pdf>
- [15] ABB, “Current Measurement System ( CMS ) A new level of efficiency and availability CMS – Current Measurement System A system full of benefits Current measurement in power distribution units has never”.
- [16] CIRCUTOR, “Solución integral para supervisión de plantas fotovoltaicas Eficiencia unida al control energético,” 2018.
- [17] ABB, “SACE Tmax PV.”
- [18] ABB, “SACE Tmax XT.”
- [19] ABB, “Insulation Monitoring Relays CM range”.
- [20] CCEEA, “La protección GFDI en Sistemas Fotovoltaicos; Funcionamiento y aplicación.”
- [21] J. C. Wiles, “Photovoltaic System Grounding Prepared by : Solar America Board for Codes and Standards,” no. October, 2012.

- [22] H. Sanz, E. Duque, and S. Gómez, "Soil resistivity as a Function of frequency," *Sci. Tech.*, vol. XVI, no. 44, pp. 1-6 p., 2010.
- [23] ARCONEL, "Regulación No. ARCONEL - 003/18," *Regulacione electrica*. p. 38, 2018. [Online]. Available: <https://www.regulacione electrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>
- [24] J. Insa, "Orientación placas solares Este-Oeste," *Monsolar*. 2021. [Online]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/orientacion-placas-solares-este-oeste/>
- [25] ABB, "E90 PV y E9F PV para 1.500 VDC," vol. 1051, p. 1822.
- [26] ABB, "S804U-PVS5 S804U-PVS5 High Performance MCB," pp. 5–8, 2023.
- [27] ABB, "Manual de referencia técnica REF 542plus".
- [28] ISKAEMECO, "Medidor Bidireccional ISKRA MT174.pdf."
- [29] K2SYSTEMS, "Dome 6," pp. 2–3.

## **6. ANEXOS**

ANEXO I. Características JKM585M-7RL4-V

ANEXO II. Características SUN2000-185KTL-H1

ANEXO III. Ubicación de paneles

ANEXO IV. Dimensiones edificio principal

ANEXO V. Dimensiones edificio secundario

ANEXO VI. Tabla de conductores

ANEXO VII. Longitud del cableado

ANEXO VIII. Diagrama Unifilar de conexión de protecciones

ANEXO IX. Características de la estructura de soporte

ANEXO X. Informe de PVsyst